

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 13 » _____ ноября _____ 2023 г. № _____ 2356

Сведения
об утвержденных типах средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Код характера производства	Reg. Номер	Зав. номер(а) *	Изготовитель	Правообладатель	Код идентификации производства	Методика поверки	Интервал между поверками	Заявитель	Юридическое лицо, проводившее испытания	Дата утверждения акта
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ООО "ЕвроСиб-Энерго-Гидрогенерация" Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	90461-23	004	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ООО "ИРМЕТ", г. Иркутск	20.12.2022

2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Байкальская энергетическая компания" ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	90462-23	005	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ООО "ИРМЕТ", г. Иркутск	20.12.2022
3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ООО "ЕвроСиб-Энерго-Гидрогенерация" Иркутская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	90463-23	008	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ООО "ИРМЕТ", г. Иркутск	20.12.2022

	гии												
4.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Байкальская энергетическая компания" Усть-Илимская ТЭЦ в части сальдо-перетоков электроэнергии	Обозначение отсутствует	Е	90464-23	006	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ОС	МИ 3000-2022	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "ИРМЕТ" (ООО "ИРМЕТ"), г. Иркутск	ООО "ИРМЕТ", г. Иркутск	20.05.2023
5.	Газоанализаторы портативные	Лидер 041М	С	90465-23	FB1719700001, FB1719700002, FB1719700003	Общество с ограниченной ответственностью "ЛидерГазДетектор" (ООО "ЛидерГазДетектор"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЛидерГазДетектор" (ООО "ЛидерГазДетектор"), г. Москва	ОС	МП-Л041М/2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "ЛидерГазДетектор" (ООО "ЛидерГазДетектор"), г. Москва	АО "Центрохимсерт", г. Москва	06.10.2023
6.	ЯМР-релаксометр	GeoSpec +2/53	Е	90466-23	GEO2-53-1008	"Oxford Instruments Magnetic Resonance", Великобритания	"Oxford Instruments Magnetic Resonance", Великобритания	ОС	МП 49-251-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "АВРОРА" (ООО "АВРОРА"), Московская обл., г. Королев	УНИИМ - филиал ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Екатеринбург	09.08.2023

7.	Тестеры электрические	RGK CM-22N	С	90467-23	22120064	Компания "UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD", Китай	Компания "UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD", Китай	ОС	РВНЕ.0003-2023 МП	2 года	Общество с ограниченной ответственностью "Центр Промышленного Инструмента" (ООО "ЦПИ"), г. Москва	ООО "РАВ-НОВЕСИЕ", г. Москва	21.08.2023
8.	Анализаторы концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе	АЛКОПРО	С	90468-23	АЛКОПРО-01-01, зав. № 11, АЛКОПРО-01-02, зав. № 13, АЛКОПРО-02-01, зав. № 12, АЛКОПРО-03-01, зав. № 12	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма "МЕТА" (ООО НПФ "МЕТА"), Самарская обл., г. Жигулевск	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма "МЕТА" (ООО НПФ "МЕТА"), Самарская обл., г. Жигулевск	ОС	МП-ИНС-041/06-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма "МЕТА" (ООО НПФ "МЕТА"), Самарская обл., г. Жигулевск	ООО "ИНЭКС СЕРТ", г. Москва	15.06.2023
9.	Мегаомметры	RGK RT-10	С	90469-23	22120242	Компания "UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD", Китай	Компания "UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD", Китай	ОС	РВНЕ.0006-2023 МП	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Центр Промышленного Инструмента" (ООО "ЦПИ"), г. Москва	ООО "РАВ-НОВЕСИЕ", г. Москва	21.08.2023
10.	Система измерений расхода и количества природного газа ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ	Обозначение отсутствует	Е	90470-23	002-GS/2022	Акционерное Общество "Газовые системы" (АО "Газовые системы"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго" (ООО "ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго"), г. Краснодар	ОС	МП 2102/2-311229-2023	1 год	Акционерное Общество "Газовые системы" (АО "Газовые системы"), г. Москва	ООО ЦМ "СТП", г. Казань	21.02.2023

11.	Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу САКВ на объекте ООО "Хайдельбергцемент Рус" в г. Стерлитамак	Обозначение отсутствует	Е	90471-23	1	Общество с ограниченной ответственностью "СервисСофт Инжиниринг" (ООО "СервисСофт Инжиниринг"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "СервисСофт Инжиниринг" (ООО "СервисСофт Инжиниринг"), г. Москва	ОС	МП-242-2543-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "СервисСофт Инжиниринг" (ООО "СервисСофт Инжиниринг"), г. Москва	ФГУП "ВНИИМ им. Д.И.Менделеева", г. Санкт-Петербург	07.09.2023
12.	Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184	ПАРУС-ГП1	Е	90472-23	043	Акционерное общество "ОДК-Авиадвигатель" (АО "ОДК-Авиадвигатель"), г. Пермь	Акционерное общество "ОДК-Авиадвигатель" (АО "ОДК-Авиадвигатель"), г. Пермь	ОС	ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1. Методика поверки	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Тераконт" (ООО "Тераконт"), г. Пермь	ФБУ "Пермский ЦСМ", г. Пермь	18.08.2023
13.	Газоанализаторы	Беркут	С	90473-23	Беркут SO ₂ , сер. № 23ДС01, Беркут H ₂ S, сер. № 23СВ01, Беркут СО, сер. № 23ОУ01, Беркут NH ₃ , сер. № 23АМ01, Беркут СН ₂ О, сер. № 23ФО01	Общество с ограниченной ответственностью "Бюро управления инновационными проектами" (ООО "БУИП"), г. Москва	Общество с ограниченной ответственностью "Бюро управления инновационными проектами" (ООО "БУИП"), г. Москва	ОС	МП-632/07-2023	1 год	Общество с ограниченной ответственностью "Бюро управления инновационными проектами" (ООО "БУИП"), г. Москва	ООО "ПРОММАШ ТЕСТ", Московская обл., г. Чехов	27.07.2023
14.	Мегаомметры	Е6	С	90474-23	мод. Е6-40: зав. № 210544; мод. Е6-42:	Общество с ограниченной	Общество с ограниченной	ОС	МП ВЛЕТ.4112	2 года	Общество с ограниченной	ООО "НИЦ "ЭНЕРГО",	29.08.2023

					зав. № 230646	ной ответственностью "Контрольно-Измерительные Приборы" (ООО "КИП"), г. Ижевск	ной ответственностью "Контрольно-Измерительные Приборы" (ООО "КИП"), г. Ижевск		12.001		ной ответственностью "Контрольно-Измерительные Приборы" (ООО "КИП"), г. Ижевск	г. Москва	
15.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО "Петро"	Обозначение отсутствует	Е	90475-23	1191	Акционерное общество "Петроэлектросбыт" (АО "ПЭС"), г. Санкт-Петербург	Акционерное общество "Петроэлектросбыт" (АО "ПЭС"), г. Санкт-Петербург	ОС	МП СМО-2808-2023	4 года	Акционерное общество "РЭС Групп" (АО "РЭС Групп"), г. Владимир	АО "РЭС Групп", г. Владимир	28.08.2023
16.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК "Ставэлектросеть"	Обозначение отсутствует	Е	90476-23	07/04	Государственное унитарное предприятие Ставропольского края "Ставэлектросеть" (ГУП СК "Ставэлектросеть"), г. Ставрополь	Государственное унитарное предприятие Ставропольского края "Ставэлектросеть" (ГУП СК "Ставэлектросеть"), г. Ставрополь	ОС	МП 26.51/261/23	4 года	Общество с ограниченной ответственностью "Альфа-Энерго" (ООО "Альфа-Энерго"), г. Москва	ООО "Энерготестконтроль", г. Москва	11.10.2023

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90465-23

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы портативные Лидер 041М

Назначение средства измерений

Газоанализаторы портативные Лидер 041М (далее по тексту - газоанализаторы) предназначены для непрерывных автоматических измерений объемной доли кислорода, углекислого газа, горючих газов и паров, массовой концентрации вредных веществ, в том числе паров нефти и нефтепродуктов, дозврывоопасной концентрации горючих газов и паров в воздухе рабочей зоны.

Описание средства измерений

Газоанализаторы представляют собой автоматические многоканальные приборы непрерывного действия.

Способ отбора пробы – диффузионный. Допускается эксплуатация газоанализаторов с внешними и встраиваемыми побудителями расхода (насосами для отбора проб), а также ручным пробоотборным зондом (грушей).

Принцип действия газоанализаторов определяется типом используемого сенсора:

- электрохимический (ЭХ) – основанный на измерении электрического тока, вырабатываемого электрохимической ячейкой в результате химической реакции с участием молекул определяемого компонента;
- термокаталитический (ТК) – основанный на определении теплового эффекта реакции определяемого газа с другими веществами, протекающей при участии катализатора;
- инфракрасный (ИК) – основанный на селективном поглощении молекулами определяемого компонента электромагнитного излучения и измерении интенсивности инфракрасного излучения после прохождения им среды, содержащий определяемый компонент;
- фотоионизационный (ФИ) – основанный на ионизации молекул органических и неорганических веществ фотонами высокой энергии и измерении возникающего при этом тока между измерительными пластинами.

Газоанализаторы обеспечивают непрерывное измерение и отображение измеренных значений на дисплее: объемной доли кислорода, углекислого газа, горючих газов и паров, массовой

концентрации токсичных газов, дозрывоопасной концентрации и массовой концентрации горючих газов и паров (углеводороды предельные и непредельные (C₁ – C₁₀), пары горючих жидкостей и их совокупность, в том числе пары (испарения) нефти, керосина, бензина и дизельного топлива) в воздухе рабочей зоны, а также выдачу сигнализации о достижении содержания определяемых компонентов установленных пороговых значений.

Конструктивно газоанализаторы выполнены в одноблочном пластмассовом ударопрочном корпусе.

Газоанализаторы имеют жидкокристаллический цифровой монохромный дисплей с подсветкой, обеспечивающий отображение:

- результатов измерений содержания определяемых компонентов;
- единиц измерений;
- уровня заряда аккумулятора;
- информацию о срабатывании сигнализации;
- меню пользователя.

Питание газоанализаторов осуществляется от встроенного литий-ионного аккумулятора.

Газоанализаторы обеспечивают срабатывание сигнализации по двум порогам для каждого измерительного канала:

- звуковым сигналом;
- световым индикатором;
- вибрационным сигналом тревоги.

Газоанализаторы сохраняют в памяти результаты измерений и обеспечивают вывод данных на персональный компьютер при помощи USB-порта.

Заводские уставки порогов срабатывания сигнализации могут быть изменены пользователем в процессе эксплуатации в режиме настройки газоанализатора.

Нанесение знака поверки на корпус газоанализаторов не предусмотрено.

Пломбирование газоанализаторов не предусмотрено. Защита от несанкционированного доступа к настройкам газоанализаторов осуществляется посредством введения секретного кода (пароля).

Газоанализаторы имеют серийные номера, обеспечивающие идентификацию каждого экземпляра.

Серийный номер в виде буквенно-цифрового обозначения, состоящий из букв латинского алфавита и арабских цифр, наносится методом лазерной гравировки на идентификационную табличку - шильд, расположенную на тыльной стороне корпуса газоанализатора.

Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа, серийного номера представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 - Общий вид газоанализатора с указанием мест нанесения знака утверждения типа и серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (ПО) газоанализаторов идентифицируется при включении путем вывода на дисплей номера версии.

Идентификационные данные ПО приведены в Таблице 1.

Защиты ПО от несанкционированного доступа не требуется, поскольку память EEPROM не может быть перепрограммирована.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Лидер 041М-Main 20042361
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже V1.04
Цифровой идентификатор ПО	Недоступен, вследствие защиты встроенного ПО от чтения и записи

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2-5, дополнительные метрологические характеристики приведены в таблице 6, основные технические характеристики приведены в таблице 7.

Таблица 2 - Метрологические характеристики газоанализаторов по каналам с электрохимическими сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 100	от 0 до 10 включ.	±15	-	0,1	15	15
		св. 10 до 100	-	±15		20	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 1000	от 0 до 50 включ.	±15	-	1,0	15	15
		св. 50 до 1000	-	±15		20	
Оксид углерода (CO)	от 0 до 2000	от 0 до 50 включ.	±15	-	1,0	15	15
		св. 50 до 1000 включ.	-	±15		20	
		св. 1000 до 2000	-	±20		30	

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон изменений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±20	-	0,1	40	-
		св. 20 до 100		±20		60	
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±15		0,1	15	-
		св. 20 до 100		±15		20	
Водород (H ₂)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±15		0,1	20	-
		св. 20 до 100		±15		20	
Оксид азота (NO)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±15	-	0,1	60	-
		св. 20 до 100	-	±15			
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±15	-	0,1	60	-
		св. 20 до 100	-	±15			
Хлористый	от 0 до 30	от 0 до 5	±25	-	0,1	70	-

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон изменений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, Т _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
водород (HCl)		включ.					
		св. 5 до 30	-	±25			
Цианистый водород (HCN)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±25	-	0,1	60	-
		св. 20 до 100	-	±25			
Фтористый водород (HF)	от 0 до 10	от 0 до 2 включ.	±15	-	0,01	90	-
		св. 2 до 10	-	±15			
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 100	от 0 до 20 включ.	±25	-	0,1	120	-
		св. 20 до 100	-	±25			
Фосфин (PH ₃)	от 0 до 30	от 0 до 5 включ.	±30	-	0,1	60	-
		св. 5 до 30	-	±30			
Примечания: 1. Основная погрешность нормирована при условиях:							

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон изменений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
<p>– температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; – диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %.</p> <p>2. Нормирующее значение приведенной погрешности - верхний предел диапазона измерений.</p> <p>3. Время срабатывания сигнализации при содержании поверочного компонента, в 1,6 раз превышающего пороговое значение.</p> <p>4. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений по измерительным каналам токсичных газов (ЭХД) в единицах измерений объемной доли, млн⁻¹. Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах массовой концентрации, мг/м³, в единицы объемной доли, млн⁻¹ выполняется автоматически для условий 20°С и 760 мм рт. ст.</p>							

Таблица 2а - Метрологические характеристики газоанализаторов по каналам с электрохимическими сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли, %	Диапазон изменений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
Кислород (O ₂)	от 0 до 30	от 0 до 30	±5	0,1	15	10

Определяемый компонент	Диапазон показаний объемной доли, %	Диапазон измерений объемной доли, %	Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, $T_{0,9}$, с	Время срабатывания сигнализации, с
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Основная погрешность нормирована при условиях: <ul style="list-style-type: none"> – температура окружающей среды: $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$; – диапазон атмосферного давления: $(101,3 \pm 4)$ кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. 2. Нормирующее значение приведенной погрешности - верхний предел диапазона измерений. 3. Время срабатывания сигнализации при содержании поверочного компонента, в 1,6 раз превышающего пороговое значение. 						

Таблица 3 - Метрологические характеристики газоанализаторов по каналам с термокatalитическими сенсорами.

Определяе- мый компо- нент	Диапазон показаний		Диапазон измерений		Пределы допус- кае- мой аб- солютной основной погрешно- сти	Наимень- ший раз- ряд инди- кации дисплея	Предел времени установ- ления показа- ний, T _{0,9} , с	Время срабаты- вания сигнали- зации, с
	довзрыво- опасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %	довзрыво- опасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %				
Углеродо- родные го- рючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по CH ₄)	от 0 до 100		от 0 до 50		±5 % НКПР	0,1	15	15
Углеродо- родные го- рючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по CH ₄)		от 0 до 4,4		от 0 до 2,2	±0,22 %	0,01	15	15
Углеродо- родные го- рючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по C ₃ H ₈)	от 0 до 100		от 0 до 50		±5 % НКПР	0,1	15	15

Определяе- мый компо- нент	Диапазон показаний		Диапазон измерений		Пределы допускае- мой абсолютной основной погрешно- сти	Наимень- ший раз- ряд инди- кации дисплея	Предел времени установ- ления показа- ний, T _{0,9} , с	Время срабаты- вания сигнали- зации, с
	довзрыво- опасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %	довзрыво- опасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %				
Углеводо- родные го- рючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по C ₃ H ₈)		от 0 до 1,7		от 0 до 0,85	±0,085 %	0,01	15	15

Определяе- мый компо- нент	Диапазон показаний		Диапазон измерений		Пределы допускае- мой абсолю- тной основ- ной погрешно- сти	Наимень- ший раз- ряд инди- кации дис- плея	Предел времени установ- ления по- казаний, T _{0,9} , с	Время срабаты- вания сигнали- зации, с
	довзрыво- опасной концентра- ции опреде- ляемого компонента, % НКПР	объемной доли определяе- мого компонента, %	довзрыво- опасной концентра- ции опреде- ляемого компонента, % НКПР	объемной доли определяе- мого компонента, %				
Углеводо- родные го- рючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по C ₆ H ₁₄)	от 0 до 100		от 0 до 50		±5 % НКПР	0,1	15	15
Углеводо- родные го- рючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по C ₆ H ₁₄)		от 0 до 1,0		от 0 до 0,5	±0,05 %	0,01	15	15
Горючие га- зы и пары (по H ₂)	от 0 до 100		от 0 до 50		±5 % НКПР	0,1	15	15
Горючие га- зы и пары		от 0 до 4,0		от 0 до 2,0	±0,2 %	0,01	15	15

Определяе- мый компо- нент	Диапазон показаний		Диапазон измерений		Пределы допускае- мой абсолю- тной погрешно- сти	Наимень- ший раз- ряд инди- кации дисплея	Предел времени установ- ления показаний, T _{0,9} , с	Время срабаты- вания сигнали- зации, с
	довзрыво- опасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %	довзрыво- опасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %				
(по H ₂)								
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> Основная погрешность нормирована при условиях: <ul style="list-style-type: none"> – температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; – диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017) Время срабатывания сигнализации при содержании поверочного компонента, в 1,6 раз превышающего пороговое значение. 								

Таблица 4 - Метрологические характеристики газоанализаторов по каналам с инфракрасными сенсорами.

Определяемый компо- нент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности	Наимень- ший раз-	Предел времени	Время срабаты-
	довзрывоопасной	объемной				

	концентрации определяемого компонента, % НКПР	доли определяемого компонента, %	абсолютной	относительной	ряд индикации дисплея	установления показаний, Т _{0,9} , с	вания сигнализации, с
Углеводородные горючие газы и пары (С ₁ – С ₁₀) (по СН ₄)	от 0 до 50 включ.		±5 % НКПР	±10 %	0,1	20	15
	св. 50 до 100						
Углеводородные горючие газы и пары (С ₁ – С ₁₀) (по СН ₄)		от 0 до 2,2 включ.	±0,22 %	±10 %	0,01	20	15
		св. 2,2 до 4,4					
Углеводородные горючие газы и пары (С ₁ – С ₁₀) (по С ₃ Н ₈)	от 0 до 50 включ.		±5 % НКПР	±10 %	0,1	30	20
	св. 50 до 100						
Углеводородные горючие газы и пары (С ₁ – С ₁₀) (по С ₃ Н ₈)		от 0 до 0,85 включ.	±0,085 %	±10 %	0,01	30	20
		св. 0,85 до 1,7					
Диоксид углерода (СО ₂)		от 0 до 0,5 включ.	±0,1 %	±20 %	0,01	30	-
		св. 0,5 до 5,0					
<p>Примечания:</p> <p>1. Основная погрешность нормирована при условиях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – температура окружающей среды: (20 ± 5) °С; – диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа; – относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %. <p>2. Значения НКПР для определяемых компонентов по ГОСТ 31610.20-1-2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017)</p>							

Определяемый компонент	Диапазон измерений		Пределы допускаемой основной погрешности		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, $T_{0,9}$, с	Время срабатывания сигнализации, с
	довзрывоопасной концентрации определяемого компонента, % НКПР	объемной доли определяемого компонента, %	абсолютной	относительной			
3. Время срабатывания сигнализации при содержании поверочного компонента, в 1,6 раз превышающего пороговое значение.							

Таблица 5 - Метрологические характеристики газоанализаторов по каналам с фотоионизационными сенсорами.

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
Углеводородные горючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Углеводородные горючие газы и пары (C ₁ – C ₁₀) (по C ₆ H ₁₄)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Изобутилен (i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Гексан (C ₆ H ₁₄)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Углеводороды нефти (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Пары бензина (по	от 0 до 4000	от 0 до 300	±15	-	1,0	15	10

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
i-C ₄ H ₈)		включ.					
		св. 300 до 4000	-	±15			
Пары керосина (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Пары дизельного топлива (по i-C ₄ H ₈)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			
Метанол (CH ₃ OH)	от 0 до 4000	от 0 до 300 включ.	±15	-	1,0	15	10
		св. 300 до 4000	-	±15			

Примечания:

1. Основная погрешность нормирована при условиях:

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С;
- диапазон атмосферного давления: (101,3 ± 4) кПа;
- относительная влажность окружающей среды: от 30 % до 80 %.

2. Нормирующее значение приведенной погрешности - верхний предел диапазона измерений.

3. Время срабатывания сигнализации при содержании поверочного компонента, в 1,6 раз превышающего пороговое значение.

4. Программное обеспечение газоанализаторов имеет возможность отображения результатов измерений по измерительным каналам

Определяемый компонент	Диапазон показаний массовой концентрации, мг/м ³	Диапазон измерений массовой концентрации, мг/м ³	Пределы допускаемой основной погрешности, %		Наименьший разряд индикации дисплея	Предел времени установления показаний, T _{0,9} , с	Время срабатывания сигнализации, с
			Приведенной	Относительной			
токсичных газов (ФИД) в единицах измерений объемной доли, млн ⁻¹ . Пересчет значений содержания определяемого компонента, выраженных в единицах массовой концентрации, мг/м ³ , в единицы объемной доли, млн ⁻¹ выполняется автоматически для условий 20°C и 760 мм рт. ст.							

Таблица 6 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от изменения температуры окружающей среды в диапазоне рабочих температур, на каждые 10 °С, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±1,0
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от влияния изменения относительной влажности анализируемой среды в диапазоне рабочих условий, на каждые 10 %, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,5
Пределы допускаемой дополнительной погрешности газоанализатора от влияния изменения атмосферного давления в диапазоне рабочих условий, на каждые 3,3 кПа, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,3

Таблица 7 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: Диапазон рабочих температур, °С Диапазон относительной влажности воздуха (без конденсации), % Диапазон атмосферного давления, кПа	от - 45 до + 50 от 5 до 95 от 70 до 130
Напряжение постоянного тока, В	3,6
Маркировка взрывозащиты	0Ex da ia IIC T4 Ga X / PO Ex da ia I Ma X
Габаритные размеры, мм, не более - высота - ширина - длина	168 45 91
Масса, г, не более	520
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	40000
Срок службы газоанализатора, без учета срока службы датчиков, лет, не менее	15

Знак утверждения типа

наносится методом лазерной гравировки на идентификационную табличку – шильд на задней поверхности корпуса газоанализатора и типографским способом на титульный лист паспорта и руководства по эксплуатации.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор портативный	Лидер 041М	1 шт.
Калибровочный адаптер	-	1 шт.
Зарядное устройство	-	1 шт.
Коммуникационный кабель USB	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз. на партию

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в Руководстве по эксплуатации «Газоанализаторы портативные Лидер 041М. Руководство по эксплуатации»: раздел 4 «Инструкция по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 31 декабря 2020 г. № 2315 Государственная поверочная схема для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах;

ГОСТ 13320-81 Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия;

ГОСТ Р 52350.29.1-2010 Взрывоопасные среды. Часть 29-1 Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов;

ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности;

ТУ 4215-050-11732172-2014 Газоанализаторы портативные Лидер. Технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛидерГазДетектор»
(ООО «ЛидерГазДетектор»)

ИНН 9721062377

Юридический адрес: 109431, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ ВЫХИНО-ЖУЛЕБИНО, ул. Привольная, д. 70, к. 1, ЭТ. 2, ЧАСТЬ ПОМЕЩ. XII, КОМ. 3,3А

Телефон: +7 (495) 668-81-05

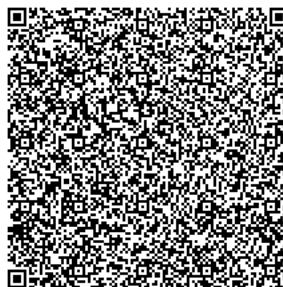
E-mail: info@lidergd.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛидерГазДетектор»
(ООО «ЛидерГазДетектор»)
ИНН 9721062377
Юридический адрес: 109431, г. Москва, ВН.ТЕР.Г. МУНИЦИПАЛЬНЫЙ ОКРУГ
ВЫХИНО-ЖУЛЕБИНО, ул. Привольная, д. 70, к. 1, ЭТ. 2, ЧАСТЬ ПОМЕЩ. XII,
КОМ. 3,3А
Адрес места осуществления деятельности: 109431, г. Москва, ул. Привольная, д. 70, к. 1
Телефон: +7 (495) 668-81-05
E-mail: info@lidergd.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «Головной центр стандартизации, метрологии и сертификации
в химическом комплексе «Центрохимsert» (АО «Центрохимsert»)
Юридический адрес: 115230, г. Москва, Электролитный пр-д, д. 1, к. 4, эт. 2, ком. 208
Адрес места осуществления деятельности: 129226, г. Москва, ул. Сельскохозяйственная,
д. 12А
Тел. (факс): +7 (499) 750-21-51
E-mail: chemsert@yandex.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30081-12.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90466-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

ЯМР-релаксометр GeoSpec+2/53

Назначение средства измерений

ЯМР-релаксометр GeoSpec+2/53 (далее – ЯМР-релаксометр) предназначен для измерений открытой пористости образцов кернa.

Описание средства измерений

Принцип действия ЯМР-релаксометра основан на определении открытой пористости путем регистрации сигнала ядерного магнитного резонанса (далее – ЯМР) от атомов водорода водородсодержащей жидкости, насыщающей поровое пространство исследуемых образцов. Исследуемый образец, насыщенный водородсодержащей жидкостью, помещается в постоянное однородное магнитное поле. При этом магнитные моменты ядер водорода ориентируются вдоль направления приложенного поля, в результате возникает намагниченность. Затем к образцу прикладывается последовательность радиочастотных импульсов электромагнитного поля, которая вызывает ЯМР-сигнал. По полученным данным строится зависимость ЯМР-сигнала от времени, которая используется для определения времен ЯМР-релаксации (спин-спиновой или спин-решеточной). Амплитуда ЯМР-сигнала прямо пропорциональна открытой пористости, а время релаксации связано с размерами пор и природой жидкости, заполняющей поры.

Конструктивно ЯМР-релаксометр состоит из шкафа электроники, магнитного блока и персонального компьютера.

Корпус блоков ЯМР-релаксометра изготовлен из металла, цвета корпусов блоков представлены на рисунке 1. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. На заднюю панель магнитного блока ЯМР-релаксометра нанесена несъемная этикетка с обозначением и серийными номерами ЯМР-релаксометра (GEO2-53-1008) и магнитного блока (MAG2-53-104) в буквенно-цифровом формате, нанесенными типографским способом. Общий вид ЯМР-релаксометра и место нанесения серийных номеров представлены на рисунке 1. Внешний вид несъемной этикетки с обозначением серийного номера приведен на рисунке 2.

Пломбирование ЯМР-релаксометра не предусмотрено. Конструкция ЯМР-релаксометра обеспечивает ограничение доступа к частям ЯМР-релаксометра, несущим первичную измерительную информацию, и местам настройки (регулировки).



Рисунок 1 – Общий вид ЯМР-релаксометра GeoSpec+2/53, обозначение места нанесения серийного номера

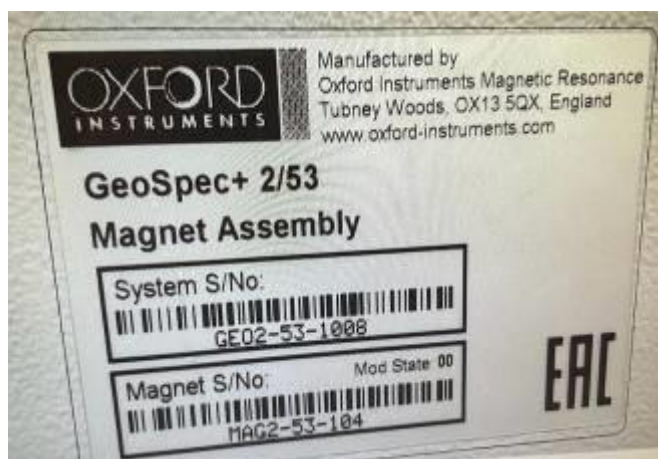


Рисунок 2 – Внешний вид несъемной этикетки с обозначением серийных номеров ЯМР-релаксометра и магнитного блока

Программное обеспечение

ЯМР-релаксометр оснащен программным обеспечением (далее – ПО), позволяющим проводить контроль процесса измерений, осуществлять сбор экспериментальных данных, обрабатывать и сохранять полученные результаты.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	GITSystems Basic
Номер версии (идентификационный номер) ПО, не ниже	v. 10.9.1
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений открытой пористости, %	от 3 до 45
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений открытой пористости в поддиапазоне от 3 % до 5 % включ., %	± 1
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений открытой пористости в поддиапазоне св.5 % до 45% включ., %	± 5

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Рабочая частота, МГц	2,38
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ± 22 50 ± 1
Габаритные размеры шкафа электроники, мм, не более – высота – ширина – длина	1350 600 820
Масса шкафа электроники, кг, не более	140
Габаритные размеры магнитного блока, мм, не более – высота – ширина – длина	350 490 550
Масса магнитного блока, кг, не более	70
Условия эксплуатации: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более	от +19 до +25 95

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
ЯМР-релаксометр	GeoSpec+2/53	1 шт.
Калибровочный образец	-	1 шт.
Персональный компьютер с установленным программным обеспечением	-	1 шт.
Чиллер для охлаждения	-	1 шт.
Руководство по эксплуатации	РЭ	1 экз.
Руководство пользователя GIT App Builder	РП	1 экз.
Методика поверки	-	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации Глава 4 «Эксплуатация ЯМР-релаксометров GeoSpec+».

При использовании в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений измерения открытой пористости проводятся в соответствии с аттестованными методиками (методами) измерений.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Техническая документация изготовителя «Oxford Instruments Magnetic Resonance», Великобритания;

Приказ Росстандарта от 15 марта 2021 г. № 315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений удельной адсорбции газов, удельной поверхности, удельного объема пор, размера пор, открытой пористости и коэффициента газопроницаемости твердых веществ и материалов».

Правообладатель

«Oxford Instruments Magnetic Resonance», Великобритания
Адрес: Tubney Woods, Abingdon, Oxon, OX13 5QX, UK

Изготовитель

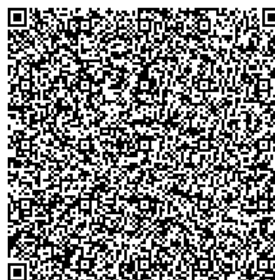
«Oxford Instruments Magnetic Resonance», Великобритания
Адрес: Tubney Woods, Abingdon, Oxon, OX13 5QX, UK

Испытательный центр

Уральский научно-исследовательский институт метрологии – филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (УНИИМ – филиала ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 620075, г. Екатеринбург, ул. Красноармейская, д. 4

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311373.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90467-23

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Тестеры электрические RGK CM-22N

Назначение средства измерений

Тестеры электрические RGK CM-22N (далее – тестеры) предназначены для измерений напряжения постоянного и переменного тока, силы переменного тока, электрического сопротивления постоянному току, частоты переменного тока.

Описание средства измерений

Тестеры представляют собой многофункциональные переносные цифровые измерительные приборы, принцип действия которых основан на преобразовании входных аналоговых сигналов измеряемых физических величин с помощью аналого-цифровых преобразователей (далее – АЦП) в цифровой код с последующим его преобразованием встроенным микроконтроллером в результаты измеряемой величины.

При измерении силы переменного тока токонесящий провод охватывается ферромагнитным сердечником, в котором создается магнитное поле, пропорциональное измеряемой силе переменного тока. Сердечник имеет подковообразную форму и не имеет механически подвижных элементов. При измерении напряжения переменного и постоянного тока используются встроенные делители напряжения. Измерение сопротивления постоянному току производится путем измерения падения напряжения постоянного тока на исследуемом участке цепи при прохождении через него известного значения силы постоянного тока.

Для измерений напряжения постоянного и переменного тока, сопротивления постоянному току, а также частоты используется отдельный измерительный вход тестеров.

Управление процессами измерений осуществляется при помощи встроенного микроконтроллера. Результаты измерений отображаются на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ) в цифровом виде.

Тестеры имеют сервисные функции индикации заряда батареи питания, подсветки ЖКИ, автоматического отключения при бездействии, фиксации данных измерений. Также тестеры обладают функцией определения целостности цепи и функцией бесконтактного датчика напряжения.

Основные узлы тестеров: неразъемный магнитопровод с датчиком Холла, измерительный вход, блок нормализации сигналов, АЦП, микроконтроллер, устройство управления, клавиатура, ЖКИ.

Конструктивно тестеры выполнены в пластиковых корпусах. На лицевой панели расположены поворотный переключатель режимов работы, ЖКИ, функциональные клавиши, входные разъемы. На тыльной стороне тестеров находится отсек для батареи питания.

Серийный номер наносится на наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид тестеров представлен на рисунке 1. Общий вид наклеек, которые наносятся на тыльную панель корпуса тестеров, представлен на рисунке 2, с указанием места нанесения серийного номера, места нанесения знака утверждения типа. Нанесение знака поверки на тестеры в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) тестеров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид тестеров



Рисунок 2 – Общий вид наклеек с указанием места нанесения серийного номера и места нанесения знака утверждения типа

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) тестеров состоит из встроенного ПО.

Конструкция тестеров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики тестеров нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО тестеров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	CS:0xA3A6
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения постоянного тока

Поддиапазоны измерений, В	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений, В
от 0,000 до 6,000	0,001	$\pm(0,008 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
от 0,00 до 60,00	0,01	
от 0,0 до 600,0	0,1	
от 0 до 1000	1	$\pm(0,01 \cdot U + 5 \text{ е.м.р.})$
Примечание – U - измеренное значение напряжения постоянного тока, В		

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока

Поддиапазоны измерений, В	Частота	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений, В
от 0,000 до 6,000	от 45 Гц до 2 кГц	0,001	$\pm(0,012 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$
от 0,00 до 60,00		0,01	
от 0,0 до 600,0		0,1	
от 0 до 1000		1	
Примечание – U - измеренное значение напряжения переменного тока, В			

Таблица 4 – Метрологические характеристики в режиме измерений силы переменного тока

Поддиапазоны измерений, А	Частота, Гц	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.)), А	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений, А
от 0,2 до 2,0 включ.	от 50 до 60	0,1	$\pm(0,018 \cdot I + 2 \text{ е.м.р.})$
св. 2,0 до 5,0 включ.			$\pm(0,018 \cdot I + 3 \text{ е.м.р.})$
св. 5,0 до 200,0 включ.			$\pm(0,018 \cdot I + 5 \text{ е.м.р.})$
Примечание – I - измеренное значение силы переменного тока, А			

Таблица 5 – Метрологические характеристики в режиме измерений электрического сопротивления постоянному току

Поддиапазоны измерений	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений, Ом, кОм, МОм
от 0,0 до 600,0 Ом	0,1 Ом	$\pm(0,012 \cdot R + 2 \text{ е.м.р.})$
от 0,000 до 6,000 кОм	0,001 кОм	$\pm(0,01 \cdot R + 2 \text{ е.м.р.})$
от 0,00 до 60,00 кОм	0,01 кОм	
от 0,0 до 600,0 кОм	0,1 кОм	
от 0,000 до 6,000 МОм	0,001 МОм	$\pm(0,012 \cdot R + 2 \text{ е.м.р.})$
от 0,00 до 60,00 МОм	0,01 МОм	$\pm(0,02 \cdot R + 5 \text{ е.м.р.})$

Примечание – R - измеренное значение электрического сопротивления постоянному току, Ом, кОм, МОм

Таблица 6 – Метрологические характеристики в режиме измерений частоты

Диапазоны измерений	Разрешение (единица младшего разряда (е.м.р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений, Гц, кГц
в режиме измерений частоты силы переменного тока		
от 50 до 60 Гц	0,01 Гц	$\pm(0,001 \cdot F + 5 \text{ е.м.р.})$
в режиме измерений частоты напряжения переменного тока		
от 10 Гц до 1 кГц включ.	0,01 Гц	$\pm(0,001 \cdot F + 5 \text{ е.м.р.})$
св. 1 до 10 кГц включ.	0,001 кГц	

Примечание – F - измеренное значение частоты, Гц, кГц

Таблица 7 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений напряжений постоянного и переменного тока, силы переменного тока, электрического сопротивления переменному току, частоты, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий на 1 °С, X ¹⁾	$\pm 0,1$
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %	от +18 до +28 от 30 до 80

¹⁾ – единицы величин измеряемой физической величины

Таблица 8 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	3
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	220,0×58,5×38,0
Масса, кг, не более (без батарей)	0,212
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, %, не более	от 0 до +50 80 (при температуре от 0 °С до +30 °С включ.) 75 (при температуре св. +30 °С до +40 °С включ.) 45 (при температуре св. +40 °С до +50 °С включ.)
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус тестера любым технологическим способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 9 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Тестер электрический RGK CM-22N	–	1 шт.
Комплект тестовых проводов	–	1 шт.
Чехол	–	1 шт.
Батареи питания	AA	2 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.
Методика поверки	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 7 «Работа с прибором» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 17 марта 2022 г. № 668 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений силы переменного электрического тока от $1 \cdot 10^{-8}$ до 100 А в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $1 \cdot 10^6$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»;

«Тестеры электрические RGK CM-22N. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Компания «UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD», Китай
Адрес: No 6, Gong Ye Bei 1st Road, Songshan Lake National High-Tech Industrial Development Zone, Dongguan City, Guangdong Province, China

Изготовитель

Компания «UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD», Китай
Адрес: No 6, Gong Ye Bei 1st Road, Songshan Lake National High-Tech Industrial Development Zone, Dongguan City, Guangdong Province, China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «РАВНОВЕСИЕ»
(ООО «РАВНОВЕСИЕ»)
Адрес юридического лица: 117105, г. Москва, ш. Варшавское, д. 1, стр. 1-2, эт. 1, помещ. 1, оф. в005, к. 21
Адрес места осуществления деятельности: 129515, г. Москва, ул. Академика Королева, д. 13, стр. 1, помещ. I, ком. 2, 3, 3а, 3б (оф. 818)
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314471.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90468-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Анализаторы концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе АЛКОПРО

Назначение средства измерений

Анализаторы концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе АЛКОПРО (далее – анализаторы) предназначены для экспрессного измерения массовой концентрации паров этанола в отобранной пробе выдыхаемого воздуха.

Описание средства измерений

Принцип действия анализаторов основан на применении электрохимического датчика, предназначенного для измерений массовой концентрации паров этанола в анализируемом воздухе.

Анализаторы представляют собой автоматические приборы циклического действия.

Встроенный микропроцессор управляет всеми процессами измерений и преобразует выходные сигналы измерительного датчика в показания на жидкокристаллическом дисплее.

Анализаторы выпускаются в восьми модификациях, отличающихся конструктивными особенностями, техническими характеристиками и функциональными возможностями: АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01, АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01.

Конструктивно анализаторы модификации АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01 выполнены в виде измерительного блока, зарядного устройства и кабеля связи. Анализаторы модификации АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01 состоят из портативного анализатора, блока сигнализации несанкционированного движения, подключаемого к бортовой сети автомобиля, и коммуникационной панели, предназначенной для соединения частей блокиратора между собой.

На передней панели измерительного блока анализаторов (модификации АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01) расположены жидкокристаллический дисплей, кнопки управления, алфавитно-цифровая клавиатура (для модификации АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01), выключатель питания. На передней панели измерительного блока анализаторов (модификации АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03) расположены сенсорный жидкокристаллический дисплей, кнопка С и кнопка выключения питания Включ.

На дисплее анализаторов (за исключением модификаций АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01) отображаются текущие время и дата, индикатор заряда аккумуляторной батареи, сообщения о режимах работы, результаты измерений, знак наличия сигнала GPS, ГЛОНАСС (для анализаторов модификации АЛКОПРО-02-01) и вспомогательная информация.

Одновременно результаты измерений могут быть распечатаны в зависимости от модификации анализаторов на встроенном (для модификации АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01) или внешнем принтере в виде протокола на внешнем носителе.

Информация, содержащаяся в распечатанном протоколе измерения, приведена в таблице 1.

В анализаторах используется автоматический режим отбора пробы. Для отбора проб выдыхаемого воздуха используются сменные мундштуки. Для исключения конденсации паров этанола и воды на стенках газового тракта анализаторов предусмотрено его термостатирование, для модификации АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01 дополнительное термостатирование при температуре окружающего воздуха ниже минус 10 °С обеспечивается за счет термостатируемого чехла, который поставляется по требованию потребителя.

В фискальной памяти анализаторов сохраняются результаты последних измерений. Максимально возможное количество сохраненных результатов зависит от модификации анализаторов.

Анализаторы модификации АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01 имеют дополнительные функции: фоторегистрация водителя и анализатора в зоне контроля в процессе тестирования (для исполнения АЛКОПРО-03-01); передача результатов теста и нарушений порядка тестирования в блок управления и сигнализации по помехозащищенному протоколу RS485.

Все модификации анализаторов имеют звуковую сигнализацию, информирующую об этапах подготовки и забора проб воздуха.

Таблица 1 – Информация, содержащаяся в распечатанном протоколе измерения

№ п/п	Надпись в протоколе	Содержание протокола
1	АЛКОПРО мод. АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01, АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01 № XXXXX	Модификация анализатора и заводской номер анализатора
2	Поверен: ДД/ММ/ГГГГ г.	Дата проведения последней поверки анализатора (день/месяц/год)
3	Измерение: № XXXX	Номер измерения (по внутренней нумерации анализатора)
4	Дата: ДД/ММ/ГГГГ г.	Дата выполнения измерения (день/месяц/год)
5	Время: ЧЧ:ММ	Время выполнения измерения (часы/минуты)
6	Алкоголь в воздухе: X.XXX мг/л	Результат измерения массовой концентрации паров этанола в воздухе, числовое значение и обозначение единицы измерения «мг/л»
7	Обследуемый: Ф.И.О.	Данные обследуемого лица ¹⁾
8	Номер АТС:	Государственный номер автотранспортного средства ¹⁾
9	Алкоголь в выдохе: X.XXX мг/л	Результат измерения массовой концентрации паров этанола в отобранной пробе выдыхаемого воздуха: числовое значение и обозначение единицы измерения «мг/л» ²⁾
10	Отбор пробы: Автомат.	Режим отбора пробы ³⁾

№ п/п	Надпись в протоколе	Содержание протокола
11	Подпись	Подпись обследуемого лица ¹⁾
12	Инспектор: Ф.И.О.	Данные инспектора ¹⁾
13	Нагрудный знак:	Номер нагрудного знака инспектора ¹⁾
14	Координаты:	Координаты места измерения ⁴⁾
14	Подпись	Подпись инспектора ¹⁾
15	Понятые: Подпись Подпись	Подписи понятых ¹⁾

¹⁾ Данные вводятся с клавиатуры перед измерением или вписываются от руки в распечатанный протокол измерения.
²⁾ При прерывании выдоха в строке 9 протокола измерения вместо результата измерения выводится надпись «ВЫДОХ ПРЕРВАН!». При этом информация о режиме отбора пробы воздуха в протокол не выводится.
³⁾ При ручном режиме отбора пробы воздуха выводится надпись «Отбор пробы: Ручной».
⁴⁾ Данные распечатываются в протоколе при наличии сигнала системы позиционирования (только для модификации АЛКОПРО-02-01).

Общий вид анализаторов приведен на рисунках 1 – 5.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифрового обозначения и знак утверждения типа наносится на идентификационную табличку (этикетку) (рисунок 6), расположенную на задней панели анализаторов, методом термотрансферной печати.

Пломбирование корпуса анализаторов от несанкционированного доступа производится изготовителем на крепежном винте на задней панели анализаторов, в местах, указанных на рисунке 7.



Рисунок 1 – Общий вид анализаторов модификации АЛКОПРО-01



Рисунок 2 – Общий вид анализаторов модификации АЛКОПРО-01-01



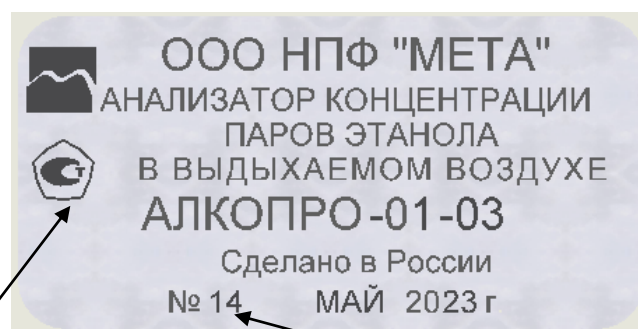
Рисунок 3 – Общий вид анализаторов модификаций АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03



Рисунок 4 – Общий вид анализаторов модификаций АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01



Рисунок 5 – Общий вид анализаторов модификаций АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01



Место нанесения знака утверждения типа

Место нанесения заводского номера

Рисунок 6 – Идентификационная табличка (этикетка) анализаторов



Рисунок 7 – Места пломбирования корпуса анализаторов от несанкционированного доступа
Внешний вид специального принтера и пример распечатанного протокола измерения представлены на рисунках 8 – 9.



Рисунок 8 – Внешний вид принтера

АлкоПро-01-01 № 3518
 Поверен: 10/11/2022 г.
 Измерения: № 135

 Дата: 05/02/2022 г.
 Время: 11:12
 Алкоголь в воздухе:
 0.000 мг/л
 Обследуемый:
 Ф. Иванов
 И. Иван
 О. Иванович
 Место проведения:
 Тольятти
 Номер АТС: Р865ИУ
 Алкоголь в выдохе:
 0.000 мг/л
 Отбор проб: Автомат.
 Подпись.....
 Инспектор:
 Ф. Петров
 И. Петр
 О. Петрович
 Нагрудный знак:
 5374
 Отдел:
 Жигулёвск
 Подпись.....
 Поняты:.....
 Подпись.....
 Подпись.....

Рисунок 9 – Пример распечатанного протокола проверки

Программное обеспечение

Анализаторы имеют встроенное программное обеспечение.

Анализаторы могут работать с автономным программным обеспечением «АКПЭ».

Встроенное программное обеспечение анализаторов разработано изготовителем специально для решения задачи измерения массовой концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе. Идентификация встроенного программного обеспечения производится путем вывода версии на дисплей анализаторов.

Влияние встроенного программного обеспечения на метрологические характеристики анализаторов учтено при их нормировании. Уровень защиты программного обеспечения «средний» в соответствии с Р 50.2.077—2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	
АЛКОПРО-01	alcopro-01.bin
АЛКОПРО-01-01	alcopro-01-01.bin
АЛКОПРО-01-02	alcopro-01-02.bin
АЛКОПРО-01-03	alcopro-01-03.bin
АЛКОПРО-02	alcopro-02.bin
АЛКОПРО-02-01	alcopro-02-01.bin
АЛКОПРО-03	alcopro-03.bin

Идентификационные данные (признаки)	Значение
АЛКОПРО-03-01	alcorpro-03-01.bin
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	–
Алгоритм получения цифрового идентификатора	MD5
Примечание – Номер версии ПО анализаторов должен быть не ниже указанного в таблице.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики анализаторов приведены в таблицах 3 – 5.

Таблица 3 – Метрологические характеристики при температуре окружающего воздуха (20±5) °С

Диапазон измерений массовой концентрации этанола, мг/л	Пределы допускаемой погрешности при температуре окружающего воздуха (20±5) °С	
	абсолютной	относительной
от 0 до 0,200 включ.	±0,020 мг/л	–
св. 0,200 до 2,000	–	±10 %

Примечание – В анализаторах программным способом установлен минимальный интервал показаний, которые выводятся на индикатор анализатора и бумажный носитель в виде нулевых показаний: от 0,000 до 0,020 мг/л.

Таблица 4 – Метрологические характеристики при температуре окружающего воздуха, соответствующей условиям эксплуатации

Температура окружающего воздуха	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации		
	абсолютной, мг/л (в диапазоне измерений от 0,000 до 0,200 мг/л включ.)	относительной, % (в диапазоне измерений)	
		св. 0,200 до 1,200 мг/л включ.	св. 0,200 до 1,200 мг/л включ.
от - 10,0 °С до 0,0 °С включ.	± 0,025	± 14	± 14
св. 0,0 °С до + 15,0 °С включ.	± 0,020	± 10	± 10
св. + 15,0 °С до + 25,0 °С включ.	± 0,020	± 10	± 10
св. + 25,0 °С до + 50,0 °С включ.	± 0,020	± 10	± 15

Таблица 5 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон показаний, мг/л	от 0,000 до 2,500
Цена младшего разряда шкалы, мг/л	0,001
Дополнительная погрешность от наличия неизмеряемых компонентов	отсутствует

Наименование характеристики	Значение
Время подготовки к работе после включения при температуре окружающего воздуха (20±5) °С, с, не более: для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01	5
для модификаций АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01	30
Время измерения после отбора пробы, с, не более	10
Время подготовки к работе после измерения при температуре окружающего воздуха (20±5) °С, с, не более	10
Время отбора пробы при ручном режиме, с, не более	3
Параметры анализируемой газовой смеси при подаче пробы на вход анализаторов (автоматический режим отбора пробы): – расход анализируемой газовой смеси, л/мин, не менее – объем пробы анализируемой газовой смеси, л, не менее	8 1,2
Параметры электрического питания: Напряжение питания постоянного тока от бортовой сети автомобиля, В	от 10,6 до 14,6
Напряжение питания постоянного тока от встроенной аккумуляторной батареи (для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01), В	от 3,4 до 4,2
Напряжение питания постоянного тока от сетевого блока питания и зарядки (для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01), В	от 4,75 до 5,25
Потребляемая мощность в режиме прогрева/в рабочем режиме, В·А, не более	10/2,5
Условия эксплуатации: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность окружающего воздуха при температуре 25 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от -10 до +50 от -40 до +60 ¹⁾ 98 от 84,0 до 106,7
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01 для модификаций АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03 для модификаций АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01 для модификаций АЛКОПРО-03 ²⁾ , АЛКОПРО-03-01 ²⁾	192×34×75 155×62×26 225×68×80 115×21×46
Масса, кг, не более для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01 для модификаций АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03 для модификаций АЛКОПРО-03 ²⁾ , АЛКОПРО-03-01 ²⁾	0,4 0,2 0,07
Число измерений без подзарядки аккумулятора при температуре окружающего воздуха (20±5) °С (для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01), не менее	1000
Интервал времени работы анализаторов без корректировки показаний, мес, не менее	12

Наименование характеристики	Значение
Срок службы электрохимического датчика, установленного в анализаторе, лет, не менее	2
Средний срок службы анализаторов, лет	5
Средняя наработка до отказа, ч	8000
¹⁾ для анализаторов модификации АЛКОПРО-03 и АЛКОПРО-03-01 при использовании термостатируемого чехла ²⁾ без кабеля	

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским методом и на идентификационную табличку (этикетку) методом термотрансферной печати.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки анализаторов приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплект поставки анализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Анализатор концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе	АЛКОПРО ⁽¹⁾	1 шт.
Комплект ЗИП ⁽²⁾	-	-
Руководство по эксплуатации для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01 для модификаций АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03 для модификаций АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01 для модификаций АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01	М 310.000.00-01РЭ М 310.000.00-02РЭ М 310.000.00РЭ М 133.000.00-03РЭ	1 экз.
Паспорт для модификаций АЛКОПРО-01, АЛКОПРО-01-01, АЛКОПРО-01-02, АЛКОПРО-01-03, АЛКОПРО-02, АЛКОПРО-02-01 для модификаций АЛКОПРО-03, АЛКОПРО-03-01	М 310.000.00ПС М 133.000.00-03ПС	1 экз.
¹⁾ - модификация анализатора определяется при заказе в соответствии со спецификацией в руководстве по эксплуатации; ²⁾ - состав определяется (опционально) при заказе в соответствии со спецификацией, представленной в руководстве по эксплуатации.		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации, раздел 2 «Использование по назначению».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3452 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания этанола в газовых средах»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ Р 54794-2011 Анализаторы паров этанола. Общие технические условия;

ТУ 26.60.12.124-310-21298618-2022 «Анализаторы концентрации паров этанола в выдыхаемом воздухе АЛКОПРО. Технические условия».

Правообладатель

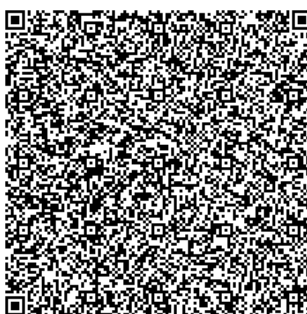
Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «МЕТА»
(ООО НПФ «МЕТА»)
ИНН 6345019613
Юридический адрес: 445359, Самарская обл., г. Жигулевск, ул. Морквашинская,
д. 55 «А»
Телефон: +7 (84862) 2-18-55, 2-39-48
E-mail: marketing@meta-ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная фирма «МЕТА»
(ООО НПФ «МЕТА»)
ИНН 6345019613
Адрес: 445359, Самарская обл., г. Жигулевск, ул. Морквашинская, д. 55 «А»
Телефон: +7 (84862) 2-18-55, 2-39-48
E-mail: marketing@meta-ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИНЭКС СЕРТ» (ООО «ИНЭКС СЕРТ»)
Адрес: 121471, г. Москва, ул. Маршала Неделина, д. 34, к. 2, помещ. I, ком. 6
Телефон: +7 (495) 664-23-42
E-mail: info@inexcert.ru
Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312302.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90469-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мегаомметры RGK RT-10

Назначение средства измерений

Мегаомметры RGK RT-10 (далее – мегаомметры) предназначены для измерений сопротивления изоляции и напряжения переменного тока.

Описание средства измерений

Принцип действия мегаомметров при измерении сопротивления изоляции основан на измерении силы постоянного тока, протекающего через измеряемое сопротивление, при приложении испытательного напряжения постоянного тока заданной величины. Принцип действия мегаомметров при измерении напряжения переменного тока основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов в цифровой код. Измеренные значения сигналов проходят последующую математическую обработку с отображением измеренных значений на жидкокристаллическом индикаторе (далее – ЖКИ).

Конструктивно мегаомметры выполнены в прямоугольных корпусах из пластика, закрывающихся крышкой.

Основные узлы мегаомметров: преобразователь напряжения, измеритель тока, аналого-цифровой преобразователь, микроконтроллер, ЖКИ, импульсный преобразователь.

На лицевой панели расположены входные разъемы, ЖКИ, функциональные клавиши, поворотный переключатель режимов работы.

На тыльной панели находится отсек для батареи питания.

Управление процессом измерений осуществляется при помощи встроенного микроконтроллера. Высокое испытательное напряжение формируется импульсным преобразователем из напряжения питания. Мегаомметры имеют несколько диапазонов установки выходного напряжения.

Для выбора режима измерений и выходного напряжения в мегаомметрах используются поворотный переключатель и функциональные кнопки.

Мегаомметры снабжены функциями удержания показаний, подсветки ЖКИ, индикации заряда батареи питания.

Серийный номер наносится на наклейку любым технологическим способом в виде цифрового кода.

Общий вид мегаомметров представлен на рисунке 1. Общий вид наклеек, которые наносятся на тыльную панель корпуса мегаомметров, представлен на рисунке 2, с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера. Нанесение знака поверки на мегаомметры в обязательном порядке не предусмотрено. Пломбирование мест настройки (регулировки) мегаомметров не предусмотрено.



Рисунок 1 – Общий вид мегаомметров

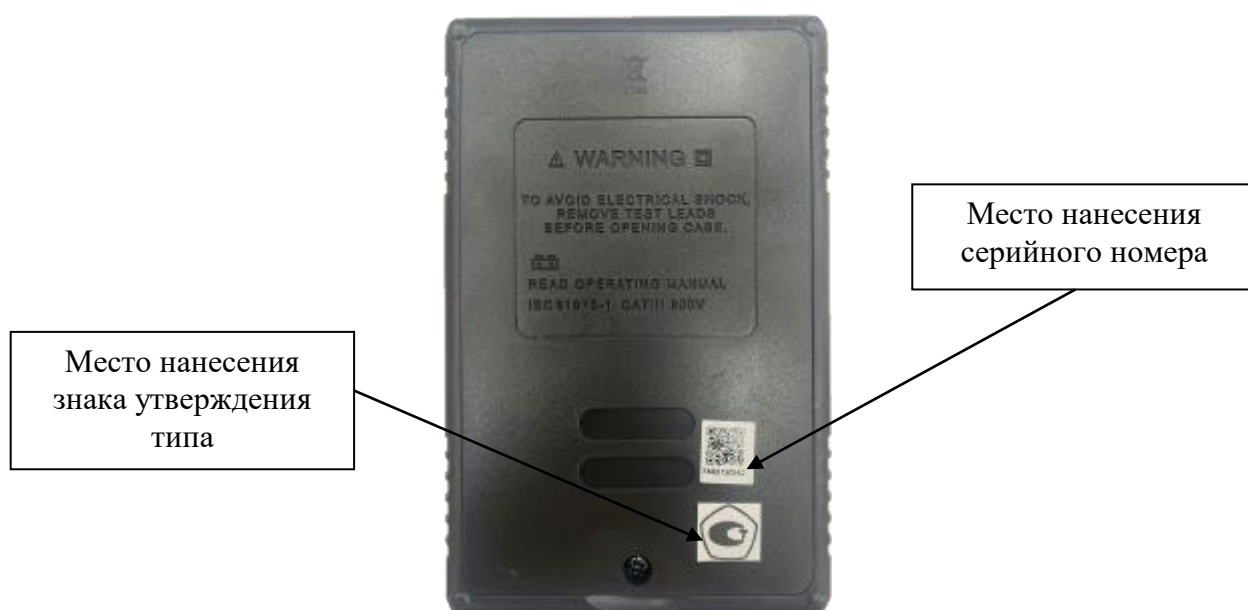


Рисунок 2 – Общий вид тыльной панели корпуса мегаомметров и наклеек с указанием места нанесения знака утверждения типа, места нанесения серийного номера

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) мегаомметров состоит из встроенного ПО.

Конструкция мегаомметров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

ПО является метрологически значимым.

Метрологические характеристики мегаомметров нормированы с учетом влияния ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с рекомендациями Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные метрологически значимого ПО мегаомметров приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	-
Номер версии (идентификационный номер ПО)	V2.03
Цифровой идентификатор ПО	-

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Метрологические характеристики в режиме измерений сопротивления изоляции

Номинальное значение испытательного напряжения постоянного тока, U, В ¹⁾	Поддиапазоны измерений сопротивления изоляции	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.))	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений сопротивления изоляции, МОм, ГОм	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений сопротивления изоляции, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий на 1 °С, МОм, ГОм
100	от 0,01 до 99 МОм	0,01/0,1/1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R^2) + 5$ е.м.р.)	±0,1
250	от 0,01 до 99 МОм	0,01/0,1/1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5$ е.м.р.)	
	от 100 МОм до 5,00 ГОм	1 МОм/0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 5$ е.м.р.)	
500	от 0,01 до 99 МОм	0,01/0,1/1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5$ е.м.р.)	
	от 100 МОм до 5,00 ГОм	1 МОм/0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 5$ е.м.р.)	
1000	от 0,01 до 99 МОм	0,01/0,1/1 МОм	$\pm(0,03 \cdot R + 5$ е.м.р.)	
	от 100 МОм до 5,00 ГОм	1 МОм/0,01 ГОм	$\pm(0,05 \cdot R + 5$ е.м.р.)	

Примечания

¹⁾ Диапазон установки испытательного напряжения от 0,9·U до 1,1·U, В;

²⁾ R – измеренное значение сопротивления изоляции, МОм, ГОм.

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока

Диапазон измерений напряжения переменного тока, В	Частота, Гц	Разрешение (единица младшего разряда (е. м. р.)), В	Пределы допускаемой абсолютной основной погрешности измерений напряжения переменного тока, В	Пределы допускаемой абсолютной дополнительной погрешности измерений напряжения переменного тока, вызванной изменением температуры окружающей среды от нормальных условий на 1 °С, В
от 30 до 750	50/60	1	$\pm(0,02 \cdot U + 3 \text{ е.м.р.})$	$\pm 0,1$

Примечание – U - измеренное значение напряжения переменного тока, В.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Параметры электрического питания: – напряжение постоянного тока, В	9
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	160×100×71
Масса, кг, не более	0,420
Нормальные условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность, % – атмосферное давление, кПа	от +18 до +28 от 45 до 75 от 84,0 до 106,7
Рабочие условия измерений: – температура окружающей среды, °С – относительная влажность при температуре окружающей среды +30 °С, %, не более – атмосферное давление, кПа	от 0 до +35 75 от 84,0 до 106,7
Средняя наработка на отказ, ч	10000
Средний срок службы, лет	10

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом и на корпус мегаомметров способом наклейки.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Мегаомметр RGK RT-10	–	1 шт.
Кабель измерительный с пробниками	–	2 шт.
Чехол	–	1 шт.
Зажимы типа «крокодил»	–	2 шт.
Ремень для переноски	–	1 шт.
Батарея питания	АА	6 шт.
Руководство по эксплуатации	–	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 8 «Работа с прибором» руководства по эксплуатации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

«Мегаомметры RGK RT-10. Стандарт предприятия».

Правообладатель

Компания «UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD», Китай
Адрес: No 6, Gong Ye Bei 1st Road, Songshan Lake National High-Tech Industrial Development Zone, Dongguan City, Guangdong Province, China

Изготовитель

Компания «UNI-TREND TECHNOLOGY (CHINA) CO., LTD», Китай
Адрес: No 6, Gong Ye Bei 1st Road, Songshan Lake National High-Tech Industrial Development Zone, Dongguan City, Guangdong Province, China

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «РАВНОВЕСИЕ»
(ООО «РАВНОВЕСИЕ»)

Адрес юридического лица: 117105, г. Москва, ш. Варшавское, д. 1, стр. 1-2, эт. 1, помещ. 1, оф. в005, к. 21

Адрес места осуществления деятельности: 129515, г. Москва, ул. Академика Королева, д. 13, стр. 1, помещ. I, ком. 2, 3, 3а, 3б (оф. 818)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314471.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90470-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система измерений расхода и количества природного газа ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ

Назначение средства измерений

Система измерений расхода и количества природного газа ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ (далее – СИКГ) предназначена для измерений объемного расхода и объема газа горючего природного (далее – газ), приведенных к стандартным условиям (температура +20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа).

Описание средства измерений

Принцип действия СИКГ основан на непрерывном измерении, преобразовании и обработке при помощи корректоров объема газа ERZ 2000-DI (регистрационный номер 76727-19 в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ)) модификации ERZ 2004-DI (далее – корректор), цифровых сигналов, поступающих от преобразователей объемного расхода (объема) и токовых сигналов, и от преобразователей абсолютного давления и температуры. Компонентный состав газа и плотность газа при стандартных условиях определяются автоматически с помощью хроматографа газового промышленного специализированного МАГ модели КС 50.310-000 (регистрационный номер 51723-12 в ФИФОЕИ) (далее – хроматограф) или в испытательной лаборатории по ГОСТ 31371.7–2020 и ГОСТ 31369–2021 (ИСО 6976:1995). По результатам измерений объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях, абсолютного давления, температуры, а также на основе данных о компонентном составе и физико-химических показателях газа, полученных от хроматографа или введенных вручную в виде условно-постоянных значений, корректоры автоматически проводят вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям. Корректоры реализуют метод расчета коэффициента сжимаемости газа по ГОСТ 30319.2–2015. Данные о вычисленных параметрах газа поступают на автоматизированную информационную систему предприятия (далее – сервер АСКУГ), на базе промышленной электронно-вычислительной машины. Сервер АСКУГ обеспечивает предоставление результатов измерений эксплуатирующему персоналу для анализа режимов газопотребления.

СИКГ представляет собой средство измерений (далее – СИ) единичного производства.

Конструктивно СИКГ состоит из двух измерительных линий (далее – ИЛ) (DN600) «нитка 1» и «нитка 2», входного и выходного коллекторов, устройств для отбора и подготовки проб газа, хроматографа, корректоров, сервера АСКУГ, продувочных и сбросных трубопроводов. ИЛ объединены в коллекторную систему. ИЛ, включая размещенные на них СИ, могут использоваться по назначению одновременно (параллельно друг другу) и независимо друг от друга, обеспечивая взаимное резервирование. Вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, осуществляется корректорами по каждой ИЛ индивидуально.

СИ, установленные на ИЛ:

- счетчик газа ультразвуковой USM-GT-400 (регистрационный номер 64690-16 в ФИФОЕИ) (далее – УЗПР);
- преобразователь давления измерительный АИР-20/М2 модификации АИР-20/М2-Н (регистрационный номер 63044-16 в ФИФОЕИ) (далее – ИП абсолютного давления);
- термопреобразователь прецизионный ПТ 0304-ВТ (регистрационный номер 77963-20 в ФИФОЕИ) (модель ПТ 0304Ехd-ВТ) (далее – ИП температуры).

Отдельные автономные блоки СИКГ имеют следующий состав:

- автономный блок № 1, состоящий из УЗПР, ИП абсолютного давления, ИП температуры и корректора, входящих в состав первой ИЛ;
- автономный блок № 2, состоящий из УЗПР, ИП абсолютного давления, ИП температуры, корректора и хроматографа, входящих в состав первой ИЛ;
- автономный блок № 3, состоящий из УЗПР, ИП абсолютного давления, ИП температуры и корректора, входящих в состав второй ИЛ;
- автономный блок № 4, состоящий из УЗПР, ИП абсолютного давления, ИП температуры, корректора и хроматографа, входящих в состав второй ИЛ.

Основные функции СИКГ:

- измерение объемного расхода (объема) газа при рабочих условиях;
- измерение абсолютного давления, температуры и компонентного состава газа;
- вычисление физических свойств газа;
- вычисление объемного расхода (объема) газа, приведенных к стандартным условиям (температура 20 °С, абсолютное давление 0,101325 МПа);
- регистрация, архивирование и хранение результатов измерений и вычислений;
- формирование, архивирование, хранение информации об измеренных и вычисленных параметрах;
- защита системной информации от несанкционированного доступа;
- передача сведений об измеренных и вычисленных параметрах газа по цифровому протоколу передачи данных Modbus TCP/IP на сервер АСКУГ.

Заводской номер (№ 002-GS/2022) наносится в буквенно-цифровом формате на маркировочную табличку, расположенную на шкафу, в котором размещены корректоры, а также на титульный лист паспорта типографским способом.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКГ.

Пломбирование СИКГ не предусмотрено. Пломбирование СИ, входящих в состав СИКГ, осуществляется в соответствии с их описаниями типа.

Программное обеспечение

Программное обеспечение (далее – ПО) СИКГ реализовано на базе встроенного ПО корректоров, которое является метрологически значимым, и на базе программного комплекса, реализованного на сервере АСКУГ.

ПО корректоров обеспечивает вычисление объемного расхода и объема газа, приведенных к стандартным условиям, и реализацию функций СИКГ.

На сервере АСКУГ реализован программный комплекс, обеспечивающий вспомогательный функционал:

- сбор результатов и вычислений с корректоров, отображение и хранение данных для задач внутренней аналитики;
- ведение журнала событий по диагностическим сообщениям корректоров;
- формирование отчетов пользовательского формата для задач внутренней аналитики, включая суммирование объема газа по группам ИЛ.

Программный комплекс, реализованный на сервере АСКУГ, включает в себя следующие компоненты:

- ПО «Сервер Alpha. SCADA» (АО «Атомик-Софт»);

- ПО «Intay.Reports «Утилита формирования отчетов» (АО «ИНТАЙ»);
- ПО «Intay.DrvERZ_НТТР «Утилита чтения архивов корректоров» (АО «ИНТАЙ»);
- ПО PostgreSQL.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений и обеспечение его соответствия утвержденному типу осуществляется путем идентификации, введением паролей и разграничением прав доступа, ведением архива изменений, а также путем механического пломбирования калибровочного замка и корпуса корректоров.

Уровень защиты ПО «высокий» в соответствии с Р 50.2.077–2014.

Идентификационные данные ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение	
Идентификационное наименование ПО	BIOS	ERZ 2000-DI_V1.1.0
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.008	1.1
Цифровой идентификатор (контрольная сумма)	5AB5	0D9D
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	CRC 16	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и технические характеристики представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Метрологические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям, для каждой ИЛ, м ³ /ч	от 796,7 до 489783,0
Диапазон измерений объема газа за час, приведенного к стандартным условиям, для каждой ИЛ, м ³	от 796,7 до 489783,0
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, для каждой ИЛ в диапазоне от 796,7 до 24474,8 м ³ /ч, %: – при выполнении измерений объемного расхода газа при рабочих условиях в диапазоне от 260 до 1700 м ³ /ч УЗПР, поверенным проливным методом на поверочной установке	±1,5
– при выполнении измерений объемного расхода газа при рабочих условиях в диапазоне от 260 до 1700 м ³ /ч УЗПР, поверенным беспроливным/имитационным методом	±1,6
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объемного расхода (объема) газа, приведенного к стандартным условиям, для каждой ИЛ в диапазоне от 5209,18 до 489783,00 м ³ /ч, %: – при выполнении измерений объемного расхода газа при рабочих условиях в диапазоне от 1700 до 34000 м ³ /ч УЗПР, поверенным проливным методом на поверочной установке	±1,4
– при выполнении измерений объемного расхода газа при рабочих условиях в диапазоне от 1700 до 34000 м ³ /ч УЗПР, поверенным беспроливным/имитационным методом	±1,5
Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности СИКГ при вычислении плотности газа при стандартных условиях с помощью хроматографа, %	±0,05

Таблица 3 – Основные технические характеристики СИКГ

Наименование характеристики	Значение
Объемный расход газа в рабочих условиях для каждой ИЛ, м ³ /ч	от 260 до 34000
Абсолютное давление газа, МПа	от 0,32 до 1,26
Температура газа, °С	от -10 до +30
Параметры электрического питания: – напряжение переменного тока, В – частота переменного тока, Гц	220 ⁺²² ₋₃₃ 50±1
Условия эксплуатации: а) температура окружающего воздуха в месте установки корректоров, °С б) относительная влажность (без конденсации влаги), % в) атмосферное давление, кПа	от +5 до +42 не более 95 от 84 до 106

Знак утверждения типа

наносится на маркировочную табличку, расположенную на шкафу, в котором размещены корректоры, а также на титульный лист паспорта типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СИКГ

Наименование	Обозначение	Количество
Система измерений расхода и количества природного газа ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ	–	1 шт.
Методика поверки	–	1 шт.
Паспорт	444/2021-ПГУ.ПС	1 экз.
Руководство по эксплуатации	444/2021-ПГУ.РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в инструкции «Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и объем газа горючего природного. Методика измерений системой измерений расхода и количества природного газа ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ», аттестованной ООО ЦМ «СТП», регистрационный номер ФР.1.29.2023.45565.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

Приказ Росстандарта от 11 мая 2022 г. № 1133 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений объемного и массового расходов газа».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»
(ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»)
ИНН 2312159262
Юридический адрес: 350911, г. Краснодар, ул. Трамвайная, д. 13

Изготовитель

Акционерное общество «Газовые системы» (АО «Газовые системы»)

ИНН 7715765410

Адрес: 115193, г. Москва, Муниципальный округ Дорогомилово, пр-кт Кутузовский,
д. 36, стр. 3, помещ. 2/3

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью Центр Метрологии «СТП»
(ООО ЦМ «СТП»)

Адрес: 420107, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Петербургская, д. 50, к. 5, оф. 7

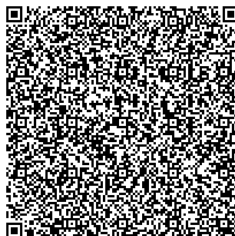
Телефон: (843) 214-20-98

Факс: (843) 227-40-10

Web-сайт: <http://www.ooostp.ru>

E-mail: office@ooostp.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311229.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90471-23

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу САКВ на объекте ООО «Хайдельбергцемент Рус» в г. Стерлитамак

Назначение средства измерений

Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу САКВ на объекте ООО «Хайдельбергцемент Рус» в г. Стерлитамак (далее – система) предназначена для:

- непрерывных автоматических измерений массовых концентраций загрязняющих веществ – оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂), диоксида серы (SO₂), аммиака (NH₃), взвешенных (твердых) частиц (далее – пыли), объемной доли кислорода (O₂) и параметров отходящих газов (температура, абсолютное давление, скорость/объемный расход, влажность газового потока);
- расчета выбросов, приведения к нормальным (стандартным) условиям (мг/нм³), массовых выбросов (г/с, кг/час) и валовых выбросов (т/год) следующих загрязняющих веществ: оксида углерода (CO), оксида азота (NO), диоксида азота (NO₂), оксидов азота (NO_x) (в пересчете на NO₂), диоксида серы (SO₂), аммиака (NH₃), пыли;
- непрерывной обработки и анализа поступающей от приборов информации, ее архивирования и систематизирования;
- представления операторам получаемой информации по составу и расходу дымовых газов;
- передачи информации в автоматизированные системы более высокого уровня Заказчика, а также передачи информации о показателях выбросов загрязняющих веществ в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду;
- формирования статистической отчетности, связанной с выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Описание средства измерений

Принцип действия системы основан на следующих методах измерения:

- 1) всех определяемых компонентов (кроме кислорода) – опико-абсорбционный;
- 2) кислорода – электрохимический, основан на применении твердоэлектролитного датчика на основе диоксида циркония;
- 3) температуры – термоэлектрический;
- 4) давления – тензорезистивный;
- 5) скорости потока – ультразвуковой.

Система является стационарной и состоит из трех уровней:

- •нижний уровень: контрольно-измерительные приборы (измерительное оборудование системы) для измерения параметров дымовых газов (температура, давление, скорость, содержание H_2O) и измерительные комплексы анализа проб (измерение концентраций загрязняющих веществ, содержание O_2 , пыли);

- •средний уровень (контроллерный шкаф): система сбора, расчета, обработки и передачи данных (далее - ССОД);

- •верхний уровень: сервер для хранения данных, автоматическое рабочее место эколога (далее - АРМ) для отображения данных с сервера, а также передачи данных в государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду.

Оборудование нижнего уровня выполняет следующие функции:

- измерение абсолютного давления дымовых газов, кПа;
- измерение температуры дымовых газов, °С;
- измерение скорости дымового газа, м/с;
- измерение массовой концентрации оксида углерода (СО), мг/м³;
- измерение массовой концентрации оксида азота (NO), мг/м³;
- измерение массовой концентрации диоксида азота (NO₂), мг/м³;
- измерение массовой концентрации диоксида серы (SO₂), мг/м³;
- измерение массовой концентрации аммиака (NH₃), мг/м³;
- измерение массовой концентрации пыли, мг/м³;
- измерение объемной доли кислорода (O₂), %;
- измерение объемной доли паров воды (H₂O), %.

Средний уровень (ССОД) обеспечивает автоматический сбор, диагностику и автоматизированную обработку информации по анализу выходных газов в сечении газохода, а также обеспечивает интерфейс доступа к этой информации и ее предоставление в соответствии с требованиями. На уровне ССОД происходит автоматический пересчет на основе данных, полученных от оборудования нижнего уровня, и вычисление следующих показателей:

- приведенные к «сухому» газу и стандартным условиям значения массовой концентрации NO₂, NO, SO₂, CO, NH₃, мг/нм³;
- фактический (м³/с), пересчитанный на «сухой газ» и приведенный к нормальным и стандартным условиям расход дымовых газов (нм³/с);
- массовый выброс NO₂, NO, SO₂, CO, NH₃ и пыли в дымовом газе (г/с, кг/час, кг/сутки, кг/месяц);
- валовые выбросы NO₂, NO, SO₂, CO, NH₃ и пыли в дымовом газе (т/год);
- усредненный за 20 минут массовый выброс NO₂, NO, SO₂, CO, NH₃ и пыли в дымовом газе (г/с).

Связь между оборудованием нижнего уровня и ССОД осуществляется по токовому интерфейсу (4 – 20) мА и интерфейсу RS-485 (PROFIBUS). Передача сигналов диагностики осуществляется посредством дискретных сигналов типа «сухой контакт».

Связь между оборудованием верхнего уровня (сервером сбора данных) осуществляется по линии связи Ethernet (TCP/IP).

Сервер сбора и хранения данных и АРМ эколога обеспечивают отображение в реальном времени значений измеряемых и вычисляемых параметров, а также диагностическую информацию на АРМ эколога с возможностью формирования отчетов за произвольно заданный период. Визуализация информации на АРМ предусматривает возможность отображения трендов и графиков.

Передача данных от ССОД среднего уровня по каналам связи на сервер сбора и хранения данных и представление информации (данных) на АРМ осуществляется без искажений передаваемой информации.

Таблица 1 – Состав нижнего уровня системы

Наименование измерительного канала системы	Наименование измеряемого параметра	Первичный измерительный преобразователь, входящий в состав измерительного канала системы	Регистрационный номер первичного измерительного преобразователя
Каналы измерений газовых компонентов	Массовая концентрация газовых компонентов, объемная доля газовых компонентов	Комплекс газоаналитический MCS 200 HW	-
Канал измерений температуры дымовых газов	Температура дымовых газов	Преобразователь термоэлектрический SITRANS TS 500	61526-15
Канал измерений абсолютного давления дымовых газов	Абсолютное давление дымовых газов	Преобразователь давления измерительный SITRANS P модели DSIII, тип 7MF-4233	30883-05
Канал измерений скорости и объемного расхода газового потока	Скорость и объемный расход газового потока	Расходомер-счетчик ультразвуковой ВЗЛЕТ РГ	80169-20
Канал параметров пыли	Массовая концентрация пыли Оптическая плотность	Пылемер СОМ-16.М	-

Основное газоаналитическое оборудование, контроллерный шкаф (ССОД) и сервер сбора данных располагаются в специализированном обогреваемом и кондиционируемом помещении, АРМ эколога располагается в здании заводоуправления (кабинет эколога). На газоходе монтируются средства измерений нижнего уровня системы с сопутствующим управляющим оборудованием и компоненты системы пробоотбора.

Отобранная проба выбросов поступает по обогреваемой пробоотборной линии в шкаф газоаналитического комплекса с оборудованием газоанализа.

Принцип работы системы основан на получении информации посредством измерения контролируемых параметров с помощью измерительных каналов системы и последующей передаче результатов измерений по связующим компонентам в систему сбора и обработки информации и далее на сервер сбора и хранения данных и АРМ эколога, выполняющими функции сбора, хранения и отображения информации.

В нормальном режиме измерительные каналы производят измерения и передают по токовому интерфейсу (4 – 20) мА и цифровому интерфейсу RS-485 (PROFIBUS) в ССОД измеренное значение, где происходит преобразование измеренных значений параметров отходящего газа в цифровой код и вычисление расчетных параметров.

В случае отказа какого-либо из элементов системы событие отказа фиксируется и сохраняется в списке аварий. Восстановление работоспособности системы производится путем замены отказавших элементов на исправные.

Подробное описание функционирования устройств и составных компонентов системы изложено в технической документации изготовителей конкретных изделий.

Ограничение доступа осуществляется с помощью механических замков.

Заводской номер системы нанесен на паспортную табличку, расположенную с внешней стороны (в правом верхнем углу) шкафа сбора и обработки данных. Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Пломбирование системы не предусмотрено.

К настоящему типу средств измерений относится система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу САКВ на объекте ООО «Хайдельбергцемент Рус» в г. Стерлитамак, зав. № 1.

Общий вид оборудования системы представлен на рисунках 1-5.



Рисунок 1 – Общий вид комплекса газоаналитического MCS 200 HW



Рисунок 2 – Общий вид расходомера-счетчика ультразвукового
ВЗЛЕТ РГ



Рисунок 3а) – Общий вид контроллера пылемера СОМ-16.М,
смонтированного в металлическом корпусе с системой обогрева



Рисунок 3б) – Общий вид блоков источника и приемника пылемера СОМ-16.М



Рисунок 4 – Общий вид преобразователя термоэлектрического SITRANS TS 500



Рисунок 5 – Общий вид преобразователя давления измерительного SITRANS P модели DSIII, тип 7MF-4233

Программное обеспечение

Программное обеспечение системы состоит из 2-х модулей:

- встроенное программное обеспечение (ПО контроллера);
- автономное программное обеспечение (ПО сервера).

Встроенное программное обеспечение (ПО контроллера) осуществляет следующие функции:

- прием, регистрация данных о параметрах отходящего газа;
- приведение измеренных значений к нормальным условиям (0 °С; 101,325 кПа);
- автоматический расчет массового выброса (г/с) загрязняющих веществ.

Автономное программное обеспечение (ПО сервера) осуществляет функции:

- отображение на экране измеренных мгновенных значений концентрации определяемых компонентов и значений параметров газового потока;
- автоматическое формирование суточного, месячного, квартального и годового отчета на основе 20-ти минутных значений по запросу пользователя;
- архивация (сохранение) вышеуказанных измеренных и расчетных данных;
- визуализация процесса на дисплеях;
- поддержка многопользовательского, многозадачного непрерывного режима работы в реальном времени;

- регистрация и документирование событий, ведение оперативной базы данных параметров режима, обновляемой в темпе процесса;
 - контроль состояния значений параметров, формирование предупреждающих и аварийных сигналов;
 - дополнительная обработка информации, расчеты, автоматическое формирование отчетов и сохранение их на сервере;
 - обмен данными между смежными системами;
 - автоматическая самодиагностика состояния технических средств, устройств связи.
- Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения системы

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
	Встроенное ПО контроллера	Автономное ПО сервера
Идентификационное наименование ПО	ПО контроллерного шкафа ССОД САКВ	SIMATIC WinCC Runtime Advanced
Номер версии ПО	не ниже 1.01	не ниже 15.0

Уровень защиты ПО системы в соответствии с рекомендацией Р 50.2.077—2014 - «средний».

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики газоаналитических каналов системы

Определяемый компонент	Диапазон измерений ³⁾ массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³ (объемной доли, %)	Участок диапазона измерений массовой концентрации определяемого компонента, мг/м ³ (объемной доли, %)	Пределы допускаемой погрешности в условиях эксплуатации ²⁾ , %	
			приведенной ¹⁾	относительной
Кислород (O ₂)	от 0 до 21 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 % до 21 %	±10 —	— ±10
Оксид углерода (CO)	от 0 до 2500	от 0 до 100 включ. св. 100 до 600 включ. св. 600 до 2500	±20 — —	— ±20 ±15
Оксид азота (NO)	от 0 до 2500	от 0 до 250 включ. св. 250 до 2500	±20 —	— ±20
Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 400	от 0 до 75 включ. св. 75 до 400	±20 —	— ±20
Сумма оксидов азота (NO _x) ⁴⁾	от 0 до 2500	от 0 до 250 включ. св. 250 до 2500	±25 —	— ±25
Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 1500	от 0 до 20 включ. св. 20 до 150 включ. св. 150 до 1500	± 25 — —	— ±25 ±20
Аммиак (NH ₃)	от 0 до 200	от 0 до 50 включ. св. 50 до 200	±25 —	— ±25
Вода (пары) (H ₂ O)	от 0 до 30 %	от 0 до 5 % включ. св. 5 % до 30 %	± 25 —	— ± 25

1) Приведенные к верхнему пределу участка диапазона измерений.

2) В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020 г. № 1847, п. 3.1.3.

Участок диапазона измерений, в котором результаты измерений соответствуют обязательным метрологическим требованиям Постановления Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений» раздел 3, п. 3.1.3, от C_{min} до C_{max} , где C_{max} – верхняя граница диапазона измерений, мг/м³, а C_{min} , мг/м³, рассчитывается по формуле:

$$C_{min} = \frac{C_{\gamma} \cdot \gamma}{\delta_{max}}$$

где C_{γ} – верхняя граница участка диапазона измерений, в котором нормирована приведенная погрешность, мг/м³;

δ_{max} – наибольшее допустимое значение погрешности измерений согласно п. 3.1.3, раздела 3 Постановления Правительства РФ № 1847 от 16.11.2020, %;

γ – пределы допускаемой приведенной погрешности, %.

3) Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: NO, NO₂, SO₂, CO, – 0,1 мг/м³, H₂O, O₂ – 0,1 %.

4) массовая концентрация NO_x (сумма оксидов азота в пересчете на NO₂), C_{NOx} , рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{NOx} = 1,53 \cdot C_{NO} + C_{NO2},$$

где C_{NO} и C_{NO2} – массовая концентрация оксида азота и диоксида азота соответственно, мг/м³.

Таблица 4 – Метрологические характеристики системы для газоаналитических каналов

Параметр	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от предела допускаемой погрешности	0,5
Пределы допускаемого изменения выходного сигнала за 24 ч непрерывной работы, в долях от предела допускаемой погрешности	±0,5

Таблица 5 - Метрологические характеристики системы по измерительному каналу параметров пыли

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массовой концентрации пыли ¹⁾ , мг/м ³	от 0 до 4000
Поддиапазоны измерений массовой концентрации пыли, мг/м ³	от 0 до 50 включ. св. 50 до 4000
Пределы допускаемой основной приведённой погрешности ²⁾ измерений массовой концентрации пыли ³⁾ в поддиапазоне от 0 до 50 включ. мг/м ³ , %	±25
Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений массовой концентрации пыли ³⁾ в поддиапазоне св. 50 до 4000 мг/м ³ , %	±20
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений массовой концентрации пыли от влияния изменения температуры окружающей среды на каждый 1 °С, %	±1
Диапазон измерений оптической плотности, Б	от 0 до 1,6
Пределы допускаемой основной приведённой погрешности ⁴⁾ измерений оптической плотности, %	±2
Пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений оптической плотности от влияния изменения температуры окружающей среды на каждый 1 °С, %	±0,1

¹⁾ Для газохода диаметром 1 м (оптическая длина пути 1 м).
²⁾ К верхней границе поддиапазона измерений массовой концентрации пыли.
³⁾ После проведения градуировки на анализируемой среде.
⁴⁾ К верхней границе диапазона измерений оптической плотности.

Таблица 6 – Метрологические характеристики для измерительных каналов параметров газового потока в условиях эксплуатации

Определяемый параметр	Единицы измерений	Диапазон измерений ¹⁾	Пределы допускаемой погрешности
Температура дымовых газов	°С	от 0 до +300	±2 °С (абс.)
Абсолютное давление дымовых газов	кПа	0 до 120	±1,5 % (прив.) ²⁾
Скорость газового потока	м/с	от 0,05 до 40	±(0,03+0,03·V ³⁾) м/с (абс.)
Объемный расход дымовых газов ⁴⁾	м ³ /ч	от S _{min} ·V _{min} до S _{max} ·V _{max}	±3 % (прив.)

¹⁾ Номинальная цена единицы наименьшего разряда измерительных каналов: температуры, давления, скорость, расхода – 0,1 м³/ч.

Определяемый параметр	Единицы измерений	Диапазон измерений ¹⁾	Пределы допускаемой погрешности
²⁾ Приведенные к верхнему пределу диапазона измерений. ³⁾ V – скорость газового потока, м/с. ⁴⁾ Расчетное значение с учетом конструкции измерительного сечения газохода и скорости газового потока от 0,05 до 40 м/с, где S_{min} и S_{max} – минимальная и максимальная площадь сечения газохода, м ² ; V_{min} и V_{max} – минимальная и максимальная скорость газового потока, м/с.			

Таблица 7 – Основные технические характеристики системы

Параметр	Значение
Время прогрева, мин, не более	40
Предел допускаемого времени установления выходного сигнала ($T_{0,9}$), с	130
Температура устройства отбора и подготовки пробы (зонд с обогреваемым трубопроводом), °С, не менее	180
Напряжение питания от сети переменного тока частотой (50±1) Гц, В	от 207 до 253
Габаритные размеры комплекса газоаналитического MCS 200 HW, мм, не более длина ширина высота	622 806 2212,5
Масса комплекса газоаналитического MCS 200 HW, кг, не более	350
Потребляемая мощность системы, В·А, не более	20000
Средняя наработка до отказа, ч	40000
Средний срок службы, лет, не менее	15
Условия окружающей среды диапазон температуры, °С диапазон атмосферного давления, кПа относительная влажность (при температуре 35 °С и (или) более низких температурах (без конденсации влаги)), %, не более	от +5 до +35 от 84 до 106,7 98
Условия эксплуатации (оборудования внутри контейнера и пылемера СОМ-16.М): температура окружающего воздуха, °С относительная влажность (без конденсации влаги), %, не более атмосферное давление, кПа	от +5 до +35 95 от 84 до 106,7

Знак утверждения типа

нанесен на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским методом.

Комплектность средства измерений

Таблица 8 – Комплектность системы

Наименование	Обозначение	Количество
Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу САКВ на объекте ООО «Хайдельбергцемент Рус» в г. Стерлитамак в составе:	-	1 шт.
Комплекс газоаналитический	MCS 200 HW	1 шт.
Преобразователь давления измерительный	SITRANS P модели DSIII, тип 7MF-4233	1 шт.
Расходомер-счетчик ультразвуковой	ВЗЛЕТ РГ	1 шт.
Пылемер	СОМ-16.М	1 шт.
Шкаф автоматизации ССОД v.Есо “ХЦ Рус” в г. Стерлитамак	ШВСТ.010.001	1 шт.
Комплект АРМ (с монитором, принтером, клавиатурой и мышью, источником бесперебойного питания, сетевым фильтром)	-	1 шт.
Документация:		
Руководство по эксплуатации	33-1-02-21.РЭ	1 экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе 33-1-02-21.РЭ «Система автоматического контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу САКВ на объекте ООО «Хайдельбергцемент Рус» в г. Стерлитамак. Руководство по эксплуатации», раздел 4 «Принцип действия».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1}$ - $1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Росстандарта от 25 ноября 2019 г. № 2815 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений скорости воздушного потока»;

Приказ Росстандарта от 30 декабря 2021 г. № 3105 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений дисперсных параметров аэрозолей, взвесей и порошкообразных материалов»;

Приказ Росстандарта от 27 ноября 2018 г. № 2517 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений спектральных, интегральных, редуцированных коэффициентов направленного пропускания, диффузного и зеркального отражения и оптической плотности в диапазоне длин волн 0,2 – 20,0 мкм»;

Приказ Росстандарта от 23 декабря 2022 г. № 3253 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений температуры»;

ГОСТ Р 8.958-2019 ГСИ. Наилучшие доступные технологии. Автоматические измерительные системы для контроля вредных промышленных выбросов. Методы и средства испытаний;

ГОСТ Р 50759-95 Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия.

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «СервисСофт Инжиниринг»
(ООО «СервисСофт Инжиниринг»)
ИНН 7106515108

Юридический адрес: 115201, г. Москва, внутригородская территория города федерального значения муниципальный округ Нагатино-Садовники, пр-д Каширский, д. 13, помещ. XIII, эт. 2, ком. 2
Телефон: +7 (4872) 70-05-82
Web-сайт: <https://emetos.ru/>
E-mail: ecometeo@ssoft24.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «СервисСофт Инжиниринг»
(ООО «СервисСофт Инжиниринг»)
ИНН 7106515108

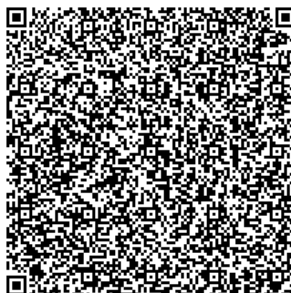
Адрес: 115201, г. Москва, внутригородская территория города федерального значения муниципальный округ Нагатино-Садовники, пр-д Каширский, д. 13, помещ. XIII, эт. 2, ком. 2
Телефон: +7 (4872) 70-05-82
Web-сайт: <https://emetos.ru/>
E-mail: ecometeo@ssoft24.com

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И.Менделеева» (ФГУП «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева»)

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, Московский пр-кт, д. 19
Телефон: (812) 251-76-01
Факс: (812) 713- 01-14
Web-сайт: www.vniim.ru
E-mail: info@vniim.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311541.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90472-23

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1 (далее – Система) предназначена для измерений частоты переменного тока, соответствующего частоте вращения роторов; массового расхода, избыточного давления, разрежения, перепада давлений и температуры газообразных сред; атмосферного давления, а также для отображения и архивирования результатов измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия Системы основан на преобразовании измеряемых физических величин, поступающих от первичных измерительных преобразователей (входящих или не входящих в состав Системы) в электрические сигналы или цифровой код, функционально связанные с измеряемыми величинами, с последующей передачей их по линиям связи либо во вторичные измерительные преобразователи для преобразования измеренных величин в цифровой код и далее – на автоматизированное рабочее место оператора (далее – АРМ), либо непосредственно на АРМ для отображения и архивирования значений физических величин.

Система состоит из совокупности измерительных каналов. Компоненты измерительных каналов Системы соединяются проводными линиями связи.

Конструктивно Система включает в себя стойки и шкафы с расположенными в них средствами измерений, оборудованием для монтажа проводных линий связи и сетевым оборудованием, а также одно АРМ.

Состав измерительных каналов Системы приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Состав измерительных каналов Системы

Наименование измерительного канала (обозначение измеряемого параметра)	Средства измерений в составе измерительного канала	Количество измерительных каналов
Измерительный канал частоты переменного тока, соответствующего частоте вращения ротора от 100 до 13000 об/мин (НГГ, (НКВД))	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – рег. №) 20859-09)	1

Наименование измерительного канала (обозначение измеряемого параметра)	Средства измерений в составе измерительного канала	Количество измерительных каналов
Измерительный канал расхода (массового) топлива (газа) (GTGF)	Счетчик-расходомер массовый MicroMotion модификация CMF100 (рег. № 45115-10)	1
Измерительный канал полного давления газа за турбиной ГГ (РТ401.1)	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (рег. № 20859-09); Преобразователь давления измерительный АИР-10 (рег. № 31654-09)	1
Измерительный канал полного давления газа за турбиной ГГ/ТНД (РТ401, РТ402, РТ403, РТ404, РТ405, РТ406, РТ407, РТ408, РТ409, РТ410, РТ411, РТ412, РТ413, РТ414, РТ415)	Измеритель давления многоканальный МИС-170 (рег. № 70294-18)	15
Измерительный канал полного давления воздуха за компрессором ГГ (РК310, РК311, РК312)	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (рег. № 20859-09); Датчик давления МИДА-15 (рег. № 50730-17)	3
Измерительный канал давления воздуха за компрессором НД (РКНД200, РКНД201, РКНД202)	Измеритель давления многоканальный МИС-170 (рег. № 70294-18)	3
Измерительный канал перепада между полным давлением в РМК и атмосферным давлением (РВ120.1)	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (рег. № 20859-09); Преобразователь давления измерительный PR (рег. № 67276-17)	1
Измерительный канал перепада между полным давлением воздуха на входе в двигатель и атмосферным давлением (РВ120.)	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (рег. № 20859-09); Преобразователь давления измерительный PR (рег. № 67276-17)	1
Измерительный канал перепада между статическим давлением в РМК и атмосферным давлением (РС111, РС112)	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (рег. № 20859-09); Преобразователь давления измерительный PR (рег. № 67276-17)	2
Измерительный канал перепада между атмосферным давлением и статическим давлением воздуха на входе в компрессор (РС200.1, РС150)	Комплекс измерительно-вычислительный МИС-036 (рег. № 20859-09); Преобразователь давления измерительный PR (рег. № 67276-17)	1
Измерительный канал температуры воздуха на выходе из КНД (ТКНД 220, ТКНД 221, ТКНД 222)	Комплекс измерительный магистрально-модульный МИС-М (рег. № 46517-11)	3

Наименование измерительного канала (обозначение измеряемого параметра)	Средства измерений в составе измерительного канала	Количество измерительных каналов
Измерительный канал температуры воздуха на входе в двигатель (ТВ107, ТВ108, ТВ109, ТВ110, ТВ111, ТВ112, ТВ113, ТВ114, ТВ115, ТВ116, ТВ117, ТВ118)	Комплекс измерительный магистрально-модульный МІС-М (рег. № 46517-11)	12
Измерительный канал температуры воздуха за компрессором (ТК325, ТК326, ТК327)	Комплекс измерительный магистрально-модульный МІС-М (рег. № 46517-11)	3
Измерительный канал температуры газа за ТНД (ТТ468, ТТ469, ТТ470, ТТ471, ТТ472, ТТ473, ТТ474, ТТ475, ТТ476)	Комплекс измерительный магистрально-модульный МІС-М (рег. № 46517-11)	9
Измерительный канал температуры газа за ТВД на режиме (ТТ555-1, ТТ555-2, ТТ555-3, ТТ555-4, ТТ555-5, ТТ555-6, ТТ555-7, ТТ555-8, ТТ555-9, ТТ555-10, ТТ555-11, ТТ555-12)	Комплекс измерительный магистрально-модульный МІС-М (рег. № 46517-11)	12
Измерительный канал атмосферного давления (Рн)	Комплекс измерительно-вычислительный МІС-036 (рег. № 20859-09); Преобразователь давления измерительный 3051 (рег. № 14061-99)	1

Система является средством измерений единичного производства. Заводской номер Системы: 043. Заводской номер нанесен на Систему методом типографской печати и защищен от внешних воздействий панелью из органического стекла, прикрепляемой винтами на боковую часть шкафа со средствами измерений. Также заводской номер указан в формуляре Системы.

Общий вид средства измерений с указанием места нанесения заводского номера приведен на рисунках 1 – 4.



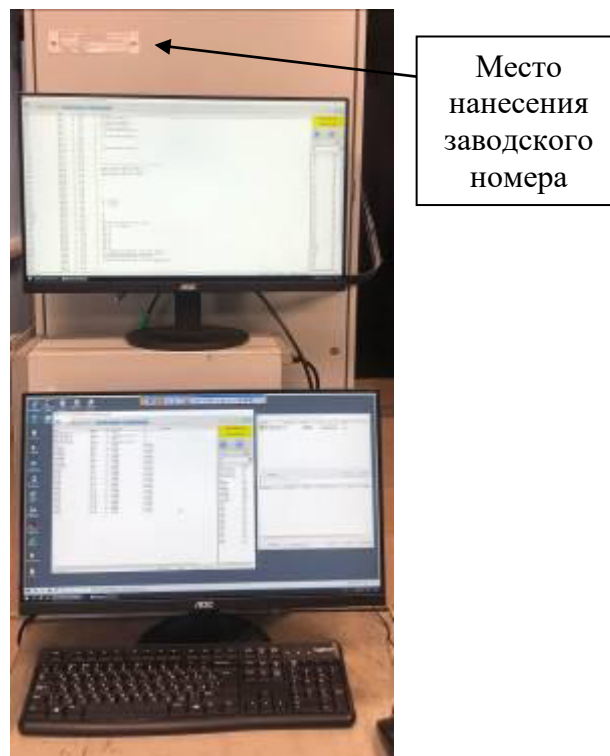
Рисунок 1 – Стойка со средствами измерений



Рисунок 2 – Шкаф со средствами измерений



Рисунок 3 – Стойка с оборудованием для монтажа проводных линий связи



Место
нанесения
заводского
номера

Рисунок 4 – Автоматизированное рабочее место оператора

Пломбирование Системы не предусмотрено.

Программное обеспечение

Программное обеспечение Системы включает общее программное обеспечение и специальное программное обеспечение.

В состав общего программного обеспечения (далее – ПО) входит операционная система MS Windows 10. Данное ПО устанавливается на жесткий диск компьютеров автоматизированного рабочего места оператора.

В состав специального программного обеспечения входит программное обеспечение, поставляемое с комплексами измерительно-вычислительными МИС, комплексами измерительными магистрально-модульными МИС-М, измерителями давления многоканальными МИС-170 – MERA Recorder. Вышеуказанное ПО предустановлено предприятием-изготовителем, доступ пользователя к нему полностью отсутствует и в процессе эксплуатации модификации не подлежит.

Идентификационные данные специального ПО указаны в таблице 2.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	MERA Recorder (scales.dll)
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.0.0.8
Цифровой идентификатор ПО	24CBC163
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Уровень защиты программного обеспечения от преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики средства измерений приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Метрологические характеристики средства измерений

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений частоты переменного тока, соответствующего частоте вращения ротора от 100 до 13000 об/мин, Гц	от 68 до 8892
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений частоты переменного тока, соответствующего частоте вращения ротора от 100 до 13000 об/мин, %	±0,1
Диапазон измерений расхода (массового) топлива (газа), кг/ч	от 7,2 до 5300,0
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений расхода (массового) топлива (газа), %	±0,8
Диапазоны измерений полного давления газа за турбиной ГГ, кгс/см ²	от 0 до 6
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений полного давления газа за турбиной ГГ, %	±0,3
Диапазон измерений полного давления газа за турбиной ГГ/ТНД, кгс/см ²	от 0 до 6
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений полного давления газа за турбиной ГГ/ТНД, %	±0,3
Диапазон измерений полного давления воздуха за компрессором ГГ, кгс/см ²	от 0 до 40
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений полного давления воздуха за компрессором ГГ, %	±0,3

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений давления воздуха за компрессором НД, кгс/см ²	от 0 до 2,5
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений давления воздуха за компрессором НД, %	±0,4
Диапазон измерений перепада между полным давлением в РМК и атмосферным давлением, мм вод.ст.	от -250 до 0
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений перепада между полным давлением в РМК и атмосферным давлением, %	±0,4
Диапазон измерений перепада между полным давлением воздуха на входе в двигатель и атмосферным давлением, мм вод.ст.	от -250 до 0
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений перепада между полным давлением воздуха на входе в двигатель и атмосферным давлением, %	±0,25
Диапазон измерений перепада между статическим давлением в РМК и атмосферным давлением, мм вод.ст.	от -2500 до 0
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений перепада между статическим давлением в РМК и атмосферным давлением, %	±0,25
Диапазон измерений перепада между атмосферным давлением и статическим давлением воздуха на входе в компрессор, мм вод.ст.	от -2500 до 0
Пределы допускаемой приведенной ¹⁾ погрешности измерений перепада между атмосферным давлением и статическим давлением воздуха на входе в компрессор, %	±0,25
Диапазон измерений температуры воздуха на выходе из КНД, °С	от -50 до +150
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха на выходе из КНД, °С	±1,5
Диапазон измерений температуры воздуха на входе в двигатель, °С	от -50 до +50
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха на входе в двигатель, °С	±1,0
Диапазон измерений температуры воздуха за компрессором, °С	от -50 до +600
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры воздуха за компрессором, °С	±2,0
Диапазон измерений температуры газа за ТНД, °С	от 0 до 900
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры газа за ТНД, °С	±6,0
Диапазон измерений температуры газа за ТВД на режиме, °С	от 0 до 1200
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры газа за ТВД на режиме, °С	±4,5
Диапазон измерений атмосферного давления, мм рт.ст.	от 700 до 800
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления, мм рт.ст.	±0,5
¹⁾ За нормирующее значение принимается значение диапазона измерений измерительного канала.	

Основные технические характеристики средства измерений приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Условия эксплуатации: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха при температуре +25 °С, не более, % - атмосферное давление, кПа	от +15 до +25 80 от 94 до 106

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульный лист формуляра и руководства по эксплуатации Системы.

Комплектность средства измерений

Комплектность средства измерений приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность Системы

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184	ПАРУС-ГП1	1
«Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1. Руководство по эксплуатации»	–	1
«Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1. Формуляр»	–	1
«Государственная система обеспечения единства измерений. Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1. Методика поверки»	–	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе «1 Описание и работа» документа «Система автоматизированная информационно-измерительная стенда № 184 ПАРУС-ГП1. Руководство по эксплуатации».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Росстандарта от 6 декабря 2019 г. № 2900 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений абсолютного давления в диапазоне $1 \cdot 10^{-1} - 1 \cdot 10^7$ Па»;

Приказ Росстандарта от 20 октября 2022 г. № 2653 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений избыточного давления до 4000 МПа»

Приказ Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2360 «Об утверждении Государственной поверочной схемы для средств измерений времени и частоты»

Приказ Росстандарта от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»

Правообладатель

Акционерное общество «ОДК-Авиадвигатель» (АО «ОДК-Авиадвигатель»),
ИНН 5904000620

Юридический адрес: 614010, г. Пермь, Комсомольский пр-кт, д. 93, к. 61

Телефон: (342) 240-92-67, факс: (342) 281-54-77

Web-сайт: <http://www.avid.ru>

E-mail: office@avid.ru

Изготовитель

Акционерное общество «ОДК-Авиадвигатель» (АО «ОДК-Авиадвигатель»),
ИНН 5904000620

Адрес: 614010, г. Пермь, Комсомольский пр-кт, д. 93, к. 61

Телефон: (342) 240-92-67, факс: (342) 281-54-77

Web-сайт: <http://www.avid.ru>

E-mail: office@avid.ru

Испытатель

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в Пермском крае» (ФБУ «Пермский ЦСМ»)

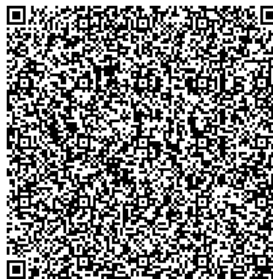
Адрес: 614068, г. Пермь, ул. Борчанинова, д. 85

Телефон: (342) 236-31-00, факс: (843) 236-23-46

Web-сайт: <http://www.permcsm.ru>

E-mail: pcsm@permcsm.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311973.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90473-23

Лист № 1
Всего листов 5

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Газоанализаторы Беркут

Назначение средства измерений

Газоанализаторы Беркут (далее – газоанализаторы) предназначены для измерений массовой концентрации и/или объемной доли сероводорода (H_2S), диоксида серы (SO_2), оксида азота (NO), диоксида азота (NO_2), суммы оксидов азота (NO_x) в пересчете на NO_2 , аммиака (NH_3), оксида углерода (CO), озона (O_3), диоксида углерода (CO_2), метана (CH_4), суммы углеводородов (CH) в пересчете на метан, суммы углеводородов за вычетом метана (HCH), общей серы (TRS) в пересчете на SO_2 , формальдегида (CH_2O) в атмосферном воздухе в режиме непрерывных измерений.

Описание средства измерений

Принцип действия газоанализаторов основан на следующих методах анализа:

- по каналу диоксида серы, сероводорода – флуоресцентный;
- по каналу оксида азота, диоксида азота – хемилюминесцентный;
- по каналу оксида углерода, диоксида углерода – оптико-абсорбционный (в ИК области спектра);
- по каналу озона – оптико-абсорбционный (в УФ области спектра);
- по каналу метана, углеводородов – пламенно-ионизационный;
- по каналу формальдегида – оптический.

Газоанализаторы представляют собой одноканальные блочно-модульные приборы в стационарном исполнении.

Газоанализаторы выпускаются в следующих модификациях: Беркут SO_2 , Беркут TRS , Беркут H_2S , Беркут NO_x , Беркут NH_3 , Беркут CO , Беркут CO_2 , Беркут O_3 , Беркут CH , Беркут CH_2O , которые отличаются друг от друга определяемыми компонентами и методами анализа.

На лицевой панели газоанализаторов расположены сенсорный графический жидкокристаллический экран, кнопка включения/выключения.

На задней панели газоанализаторов расположены разъем для подачи анализируемой газовой смеси, вентилятор, последовательный порт ввода/вывода данных RS-232/RS-485, аналоговый выход 4-20 мА (опционально) и порт Ethernet.

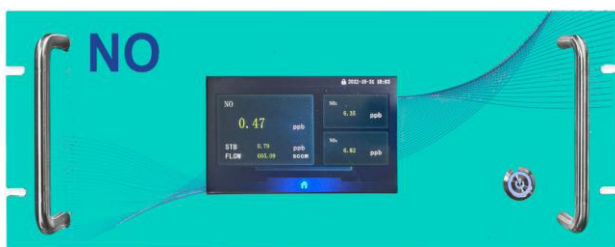
Способ отбора пробы – принудительный, при помощи встроенного побудителя расхода. Газоанализаторы применяются только во взрывобезопасных помещениях.

В газоанализаторах предусмотрены возможность автоматической корректировки нулевых показаний и чувствительности, автоматического определения диапазона измерения для аналогового выхода.

Общий вид газоанализаторов приведен на рисунке 1.

Нанесение знака поверки и знака утверждения типа на газоанализаторы не предусмотрено. Газоанализаторы имеют серийные номера, которые в виде буквенно-цифрового обозначения наносятся на идентификационную табличку (рисунок 2), расположенную на задней панели прибора, методом фотохимпечати.

Пломбирование от несанкционированного доступа не предусмотрено.



а) вид спереди



б) вид сзади

Рисунок 1 – Общий вид газоанализаторов Беркут



Рисунок 2 – Идентификационная табличка

Программное обеспечение

Газоанализаторы имеют встроенное программное обеспечение (ПО). ПО осуществляет следующие функции:

- измерение содержания определяемых компонентов;
- отображение результатов измерений на дисплее газоанализатора;
- передача результатов измерений по интерфейсу связи с ПК;
- выдача информации по цифровым каналам связи.

Влияние встроенного программного обеспечения учтено при нормировании метрологических характеристик газоанализаторов.

Газоанализаторы имеют защиту встроенного программного обеспечения от преднамеренных или непреднамеренных изменений. Уровень защиты – «средний» по Р 50.2.077-2014.

Идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные встроенного ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	BUIP_GA_SOFT
Номер версии (идентификационный номер)* ПО	V1.1
Цифровой идентификатор ПО	-
*Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения должен быть не ниже указанного в таблице.	

Метрологические и технические характеристики

Метрологические и основные технические характеристики газоанализаторов приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 – Метрологические характеристики

Модификация	Определяемый компонент (измерительный канал)	Диапазон измерений		Пределы допускаемой погрешности	
		Массовая концентрация ¹⁾ , мг/м ³	Объемная доля, млн ⁻¹ (ppm)	приведенной ²⁾ , %	относительной, %
Беркут SO ₂	Диоксид серы (SO ₂)	от 0 до 0,06 включ.	от 0 до 0,02 включ.	±15	–
		св. 0,06 до 30	св. 0,02 до 11	–	±15
Беркут H ₂ S	Сероводород (H ₂ S)	от 0 до 0,008 включ.	от 0 до 0,005 включ.	±20	–
		св. 0,008 до 15,0	св. 0,005 до 11	–	±20
Беркут TRS	Общая сера (TRS) в пересчете на SO ₂	от 0 до 0,06 включ.	от 0 до 0,020 включ.	±20	–
		св. 0,06 до 6,0	св. 0,020 до 2,0	–	±20
Беркут NO _x	Оксид азота (NO)	от 0 до 0,07 включ.	от 0 до 0,05 включ.	±15	–
		св. 0,07 до 13,5	св. 0,05 до 11	–	±15
	Диоксид азота (NO ₂)	от 0 до 0,10 включ.	от 0 до 0,05 включ.	±15	–
		св. 0,10 до 20,0	св. 0,05 до 10	–	±15
Сумма оксидов азота (NO _x) в пересчете на NO ₂	от 0 до 0,10 включ.	от 0 до 0,05 включ.	±15	–	
	св. 0,10 до 20,0	св. 0,05 до 10	–	±15	
Беркут NH ₃	Аммиак (NH ₃)	от 0 до 0,04 включ.	от 0 до 0,06 включ.	±20	–
		св. 0,04 до 8,0	св. 0,06 до 13	–	±20
Беркут CO	Оксид углерода (CO)	от 0 до 2 включ.	от 0 до 1,7 включ.	±15	–
		св. 2 до 300	св. 1,7 до 257	–	±15
Беркут CO ₂	Диоксид углерода (CO ₂)	от 0 до 500 включ.	от 0 до 270 включ.	±15	–
		св. 500 до 1000	св. 270 до 540	–	±15
Беркут O ₃	Озон (O ₃)	от 0 до 0,03 включ.	от 0 до 0,015 включ.	±15	–
		св. 0,03 до 2,0	св. 0,015 до 1,0	–	±15
Беркут CH	Метан (CH ₄)	от 0 до 3,6 включ.	от 0 до 5 включ.	±15	–
		св. 3,6 до 70	св. 5 до 100	–	±15
	Сумма углеводородов (CH) в пересчете на метан CH ₄	от 0 до 3,6 включ.	от 0 до 5 включ.	±15	–
Беркут CH ₂ O	Формальдегид (CH ₂ O)	от 0 до 37,5	от 0 до 30	±20	–
		от 0 до 0,05 включ.	от 0 до 0,037 включ.	±20	–
		св. 0,05 до 3,75	св. 0,037 до 3,0	–	±20

¹⁾ Газоанализаторы обеспечивают вывод результатов измерений на дисплей в единице массовой концентрации с учетом коэффициента, вводимого вручную в соответствующий раздел меню газоанализатора. Значение коэффициента рассчитывается по формуле $K = M/V_m$,

где M – молярная масса компонента, г/моль,

V_m – молярный объем газа-разбавителя – азота или воздуха, равный 22,41, при условиях 0 °C и 101,3 кПа (в соответствии с РД 52.04.186-89, п.5.1.16), дм³/моль

²⁾ Приведенной к верхнему пределу диапазона измерений

Таблица 3 – Дополнительные метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Предел допускаемой вариации показаний, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	0,3
Пределы допускаемой дополнительной погрешности от изменения температуры окружающей среды от -30 °С до +15 °С включ. и св. +25 °С до +70 °С на каждые 10 °С в пределах условий эксплуатации относительно нормальных условий, в долях от пределов допускаемой основной погрешности	±0,3
Время задержки сигнала (время установления показаний, T ₉₀), с, не более	90

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Время прогрева газоанализатора, мин, не более	120
Напряжение питания переменным током частотой (50±13) Гц, В	от 90 до 264
Потребляемая электрическая мощность, Вт, не более	240
Условия эксплуатации: - температура окружающей среды, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность окружающего воздуха, %	от -30 до +70 от 80 до 120 от 20 до 90
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм, не более	430×220×550
Масса, кг, не более	15
Средний срок службы газоанализаторов, лет, не менее	5
Средняя наработка до отказа, ч, не менее	20000

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист Руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность поставки газоанализаторов приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплект поставки газоанализаторов

Наименование	Обозначение	Количество
Газоанализатор	Беркут ¹⁾	1 шт.
Комплект ЗИП ²⁾	-	-
Руководство по эксплуатации	-	1 экз.
Паспорт	-	1 экз.

¹⁾ – модификация газоанализатора определяется при заказе в соответствии со спецификацией в руководстве по эксплуатации;
²⁾ – состав определяется (опционально) при заказе в соответствии со спецификацией, представленной в руководстве по эксплуатации.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в разделе 2.2 «Технический принцип» документа «Газоанализаторы Беркут. Руководство по эксплуатации»

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к средству измерений

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ГОСТ 13320-81 «Газоанализаторы промышленные автоматические. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 50759-95 «Анализаторы газов для контроля промышленных и транспортных выбросов. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 52931-2008 «Приборы контроля и регулирования технологических процессов. Общие технические условия»;

Приказ Росстандарта от 31 декабря 2020 г. № 2315 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений содержания компонентов в газовых и газоконденсатных средах»;

ТУ 26.51.53-001-94112202-2020 «Газоанализаторы Беркут. Технические условия».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Бюро управления инновационными проектами» (ООО «БУИП»)

ИНН 7702639009

Юридический адрес: 119234, г. Москва, тер. Ленинские Горы, д. 1, стр. 75А, ком. 9

Телефон: +7 (991) 334-68-10

E-mail: ecoplan71@gmail.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Бюро управления инновационными проектами» (ООО «БУИП»)

ИНН 7702639009

Юридический адрес: 119234, г. Москва, тер. Ленинские Горы, д. 1, стр. 75А, ком. 9

Адрес места осуществления деятельности: 119234, г. Москва, тер. Ленинские Горы, д. 1, стр. 75А

Телефон: +7 (991) 334-68-10

E-mail: ecoplan71@gmail.com

Испытательный центр

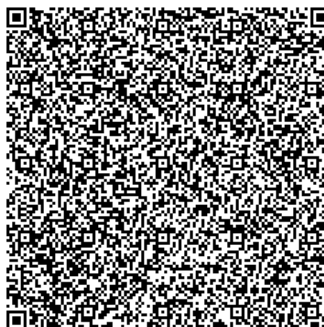
Общество с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (ООО «ПРОММАШ ТЕСТ»)

Адрес: 119415, г. Москва, пр-кт Вернадского, д. 41, стр. 1, помещ. I, ком. 28

Телефон: + 7 (495) 481-33-80

E-mail: info@prommashtest.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312126.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90474-23

Лист № 1
Всего листов 7

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Мегаомметры Е6

Назначение средства измерений

Мегаомметры Е6 (далее по тексту – мегаомметры) предназначены для измерений сопротивления изоляции, напряжения постоянного и переменного тока.

Описание средства измерений

Мегаомметры представляют собой многофункциональные переносные цифровые измерительные приборы (ЦИП).

Принцип действия мегаомметров основан на измерении силы тока, протекающей через измеряемое сопротивление, при приложении испытательного напряжения постоянного тока заданной величины. При этом входной сигнал силы тока усиливается логарифмическим усилителем, напряжение на измерительных гнездах понижается делителем, затем сигналы преобразуются аналого-цифровым преобразователем, обрабатываются, и отображаются в виде результата измерений на цифровом индикаторе. Испытательное напряжение формируется импульсным повышающим преобразователем из напряжения батарей питания.

Основные узлы мегаомметров: преобразователь напряжения, измеритель силы тока, микроконтроллер, устройство управления, цифровой индикатор, источник питания.

Мегаомметры выпускаются в трех модификациях: Е6-40, Е6-41, Е6-42, отличающихся видом цифрового индикатора, исполнением корпуса, габаритными размерами и массой. Модификации Е6-41, Е6-42 позволяют устанавливать испытательное напряжение с шагом 10 В и измерять напряжение постоянного тока.

Функциональные отличия модификаций представлены в таблице 1.

Конструктивно мегаомметры выполнены в герметичных пластмассовых корпусах.

На лицевой панели мегаомметров расположены: гнезда для подключения измерительных кабелей, индикатор, разъём для подключения зарядного устройства и кнопки управления. Мегаомметры работают от встроенной необслуживаемой батареи питания.

Общий вид мегаомметров представлен на рисунках 1 – 3.

Обозначения мест нанесения знака утверждения типа и пломбировки от несанкционированного доступа представлены на рисунках 1 – 3.

Место нанесения заводских номеров – информационная табличка на крышке корпуса; способ нанесения – металлографика; формат – цифровой код, состоящий из арабских цифр. Обозначение места нанесения заводских номеров представлено на рисунках 4 – 5.

Нанесение знака поверки на мегаомметры не предусмотрено.

Таблица 1 – Функциональные отличия модификаций

Наименование характеристики	Значения модификаций		
	Е6-40	Е6-41	Е6-42
Вид цифрового индикатора	Буквенно-цифровой 5 символов	Светодиодная матрица 24×8	Светодиодная матрица 32×8
Исполнение корпуса	Вертикальное	Вертикальное	Горизонтальное
Измерение напряжения постоянного тока	Нет	Да	Да



Рисунок 1 – Общий вид мегаомметров Е6-40

Рисунок 2 – Общий вид мегаомметров Е6-41



Рисунок 3 – Общий вид мегаомметров Е6-42



Рисунок 4 – Обозначение места нанесения заводских номеров на мегаомметры Е6-40, Е6-41



Рисунок 5 – Обозначение места нанесения заводских номеров на мегаомметры Е6-42

Программное обеспечение

Встроенное программное обеспечение (ПО) мегаомметров реализовано аппаратно и является метрологически значимым. Метрологические характеристики мегаомметров нормированы с учетом влияния встроенного ПО. Встроенное ПО заносится в защищенную от записи память микроконтроллера мегаомметров предприятием-изготовителем и недоступно для потребителя. Конструкция мегаомметров исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	–
Номер версии (идентификационный номер ПО)	1.XX
Цифровой идентификатор ПО	–
Примечание – XX - номер версии метрологически незначимой части встроенного ПО, «X» может принимать целые значения в диапазоне от 0 до 9	

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3 – Метрологические характеристики в режиме измерений сопротивления изоляции

Модификация	Номинальное испытательное напряжение, В	Поддиапазон измерений сопротивления изоляции	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %
Е6-40	100, 250, 500, 1000, 2500	от 1,000 до 99,99 кОм	$\pm[2,5+0,8 \cdot ((R_K/R_X)-1)]$
		от 100,0 кОм до 999,9 МОм	$\pm 2,5$
	250, 500, 1000, 2500	от 1,000 до 10,00 ГОм включ.	± 4
	100	от 1,000 до 40,00 ГОм	± 10
	250	св. 10,00 до 100,0 ГОм	
	500	св. 10,00 до 200,0 ГОм	
	1000	св. 10,00 до 400,0 ГОм	
2500	св. 10,00 до 1000 ГОм		
Е6-41, Е6-42	от 50 до 2500 ¹⁾	от 1,000 до 99,99 кОм	$\pm[2,5+0,8 \cdot ((R_K/R_X)-1)]$
		от 100,0 кОм до 999,9 МОм	$\pm 2,5$
	от 250 до 2500 ¹⁾	от 1,000 до 10,00 ГОм включ.	± 4
	от 50 до 100 ¹⁾	от 1,000 до 40,00 ГОм	± 6
	от 110 до 250 ¹⁾	св. 10,00 до 100,0 ГОм	
	от 260 до 500 ¹⁾	св. 10,00 до 200,0 ГОм	
	от 510 до 1000 ¹⁾	св. 10,00 до 400,0 ГОм	
от 1010 до 2500 ¹⁾	св. 10,00 до 1000 ГОм		
Примечания R _к – конечное значение поддиапазона измерений сопротивления изоляции; R _х – измеренное значение сопротивления изоляции, кОм; ¹⁾ – с шагом 10 В			

Таблица 4 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения постоянного тока для модификаций Е6-41 и Е6-42

Диапазон измерений, В	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %
от 40 до 1000	± 10

Таблица 5 – Метрологические характеристики в режиме измерений напряжения переменного тока

Диапазон измерений, В	Частота, Гц	Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений, %
от 40 до 700	50	± 10

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений, вызванной изменением температуры окружающего воздуха от нормальной в рабочем диапазоне измерений составляют ± 1 %.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерений, вызванной изменением относительной влажности воздуха от нормальной в рабочем диапазоне измерений составляют $\pm 1,5$ %.

Таблица 6 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение для модификаций		
	Е6-40	Е6-41	Е6-42
Параметры электрического питания: - напряжение постоянного тока, В	6,4		
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более	195×120×95	195×120×95	205×115×115
Масса, кг, не более	1,1	1,1	1,5
Нормальные условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от +15 до +25 от 30 до 80 от 86,0 до 106,7 (от 645 до 800)		
Рабочие условия измерений: - температура окружающего воздуха, °С - относительная влажность воздуха, % - атмосферное давление, кПа (мм рт. ст.)	от –30 до +50 90 при +30 °С от 86,0 до 106,7 (от 645 до 800)		
Средний срок службы, лет	10		
Средняя наработка на отказ, ч	10 000		

Знак утверждения типа

наносится на переднюю панель мегаомметров способом УФ-печати и на титульный лист руководства по эксплуатации типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Мегаомметр Е6 - модификация Е6-40 - модификация Е6-41 - модификация Е6-42	ВЛЕТ.411212.001 ВЛЕТ.411212.001-41 ВЛЕТ.411212.001-42	1 шт. ¹⁾
Кабель измерительный красный	ВЛЕТ.685621.001	1 шт.
Кабель измерительный чёрный	ВЛЕТ.685621.002	1 шт.
Щуп измерительный красный	–	1 шт.
Щуп измерительный чёрный	–	1 шт.
Зажим типа «крокодил» красный	–	1 шт.
Зажим типа «крокодил» чёрный	–	1 шт.
Сетевое зарядное устройство	–	1 шт.
Наплечный ремень	ВЛЕТ.322441.001	1 шт.
Упаковка транспортная	ВЛЕТ.321318.004	1 шт.
Кабель измерительный экранированный	ВЛЕТ.685621.003	1 шт. ²⁾
Кабель соединительный желтый с зажимом типа «крокодил»	ВЛЕТ.685621.004	1 шт. ²⁾

Наименование	Обозначение	Количество
Руководство по эксплуатации	ВЛЕТ.411212.001 РЭ	1 экз.
Примечания 1) – модификация по заказу; 2) – опция		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в руководстве по эксплуатации ВЛЕТ.411212.001 РЭ в разделе 2. «Использование по назначению».

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 декабря 2019 г. № 3456 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений электрического сопротивления постоянного и переменного тока»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 28 июля 2023 г. № 1520 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений постоянного электрического напряжения и электродвижущей силы»;

Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2023 г. № 1706 «Об утверждении государственной поверочной схемы для средств измерений переменного электрического напряжения до 1000 В в диапазоне частот от $1 \cdot 10^{-1}$ до $2 \cdot 10^9$ Гц»;

Постановление Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений»;

ВЛЕТ.411212.001 ТУ «Мегаомметры Е6. Технические условия»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «Контрольно-Измерительные Приборы» (ООО «КИП»)

ИНН 1831062350

Адрес юридического лица: 426011, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Карла Маркса, д. 437, лит. Д

Изготовители

Общество с ограниченной ответственностью «Контрольно-Измерительные Приборы» (ООО «КИП»)

ИНН 1831062350

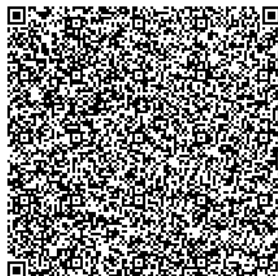
Адрес: 426011, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Карла Маркса, д. 437, лит. Д

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский центр «ЭНЕРГО» (ООО «НИЦ «ЭНЕРГО»)

Место нахождения и адрес юридического лица: 117405, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Чертаново Южное, ул. Дорожная, д. 60, эт./помещ. 1/1, ком. 14-17

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314019.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90475-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Петро»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Петро» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2, 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД), каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее – БД), автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР» и каналобразующую аппаратуру.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков посредством каналообразующей аппаратуры поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем, третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение поступающей информации и оформление отчетных документов.

Сервер БД ежедневно формирует и отправляет с помощью электронной почты по каналу связи по сети Internet с использованием электронной подписи по протоколу ТСП/IP отчеты с результатами измерений в формате XML в АО «АТС», филиал АО «СО ЕЭС» РДУ и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени, принимающим сигналы точного времени от навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с.

Сервер БД обеспечивает автоматическую коррекцию часов УСПД. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов УСПД и сервера БД более чем на ± 1 с.

УСПД обеспечивает автоматическую коррекцию часов счетчиков. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью не реже 1 раза в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчиков и УСПД более чем на ± 1 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время начала и окончания события).

Журналы событий сервера БД отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер (№ 1191) в цифровом формате указывается типографским способом в паспорте-формуляре АИИС КУЭ, а также на специальном информационном шильдике на передней дверце шкафа с сервером БД в составе уровня ИВК.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД / УССВ		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ГРУ-10 кВ «Производство», В-1 10 кВ	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	ГРУ-10 кВ «Производство», В-2 10 кВ	ARM3/N2F Кл. т. 0,5S КТТ 600/5 Рег. № 18842-09	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19	RTU-325 Рег. № 37288-08 / УСВ-3 Рег. № 64242-16	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	ГРУ-10 кВ «Склад», В-3 10 кВ	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 15128-03	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
4	ГРУ-10 кВ «Склад», В-4 10 кВ	ТОЛ 10-1 Кл. т. 0,5S КТТ 75/5 Рег. № 15128-03	VRQ2N/S2 Кл. т. 0,5 КТН 10000:√3/100:√3 Рег. № 47913-11	ТЕ3000.03 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 77036-19		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с							±5	

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от -40 °С до $+60$ °С.
4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.
5. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
6. Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденного типа.
7. Допускается замена сервера БД без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
8. Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.
9. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	4
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °С	99 до 101 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С – температура окружающей среды в месте расположения счетчиков электроэнергии, °С – температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С – температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С – температура окружающей среды в месте расположения УССВ, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от –45 до +40 от –40 до +60 от –10 до +60 от +10 до +30 от –25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики электроэнергии: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч УССВ: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 2 100000 2 45000 2 70000 1
Глубина хранения информации: Счетчики электроэнергии: – тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее УСПД: – суточные данные о 30-минутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленный за месяц, по каждому каналу, сут, не менее – при отключении питания, год, не менее Сервер: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	114 40 45 5 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера БД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадания и восстановления связи со счетчиком;
- журнал сервера БД:
 - изменения значений результатов измерений;
 - изменения коэффициентов трансформации измерительных ТТ и ТН;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счётчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени в:

- счётчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ARM3/N2F	6
Трансформаторы тока	ТОЛ 10-1	6
Трансформаторы напряжения	VRQ2N/S2	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные - измерители ПКЭ	ТЕ3000.03	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-формуляр	ПЭСС.411711.АИИС.1191 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Петро», аттестованном ООО «МЦМО», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 01.00324-2011.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Юридический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

Изготовитель

Акционерное общество «Петроэлектросбыт» (АО «ПЭС»)

ИНН 7812013775

Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Михайлова, д. 10, лит. А, помещ. 1Н

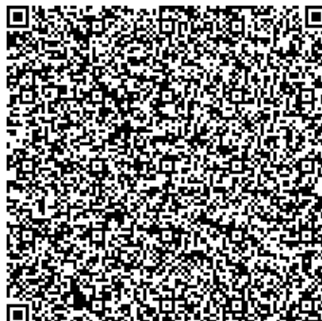
Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп» (АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д. 23, оф. 9

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90476-23

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставэлектросеть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставэлектросеть» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень — информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее по тексту — сервер ИВК), устройство синхронизации времени (далее по тексту — УСВ) типа УСВ-3, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с. активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин.;

– средняя на интервале времени 30 мин. активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы на сервер ИВК, где происходит оформление отчетных документов.

Обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации ТТ и ТН) происходит автоматически в сервере ИВК.

Формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) с электронной цифровой подписью в виде макетов XML форматов 80020, 80040, а также в иных согласованных форматах в соответствии с регламентами ОРЭМ осуществляется сервером ИВК по каналу связи Internet через Интернет-провайдера.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВК). В состав СОЕВ входит УСВ, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сервер ИВК периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ и при расхождении ± 1 с. и более, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. При расхождении шкалы времени счетчиков электроэнергии со шкалой времени ИВК на величину более чем ± 2 с, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика и сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на корпус АИИС КУЭ не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ нанесен типографским способом в виде цифрового кода на маркировочную табличку, которая крепится на корпус сервера ИВК.

Общий вид сервера ИВК АИИС КУЭ с указанием места нанесения заводского номера представлен на рисунке 1.

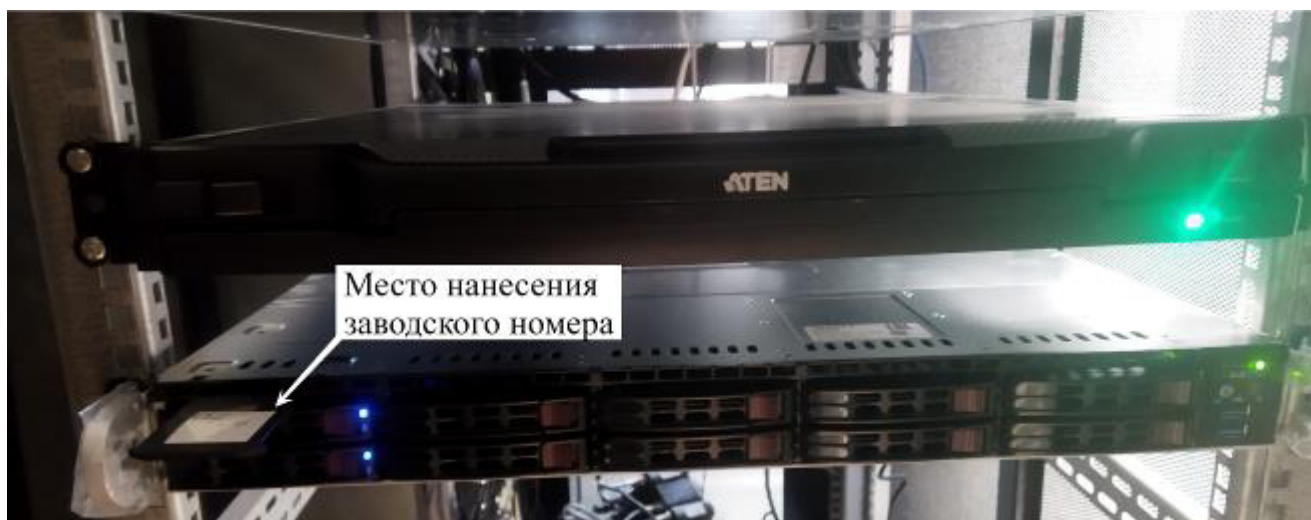


Рисунок 1 - Общий вид сервера ИВК с указанием места нанесения заводского номера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2.0». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню — «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО «Пирамида 2.0»

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
BinaryPackControls.dll	не ниже 10.3.1	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476	MD5
CheckDataIntegrity.dll		E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7	
ComIECFunctions.dll		BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27	
ComModbusFunctions.dll		AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917	
ComStdFunctions.dll		EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373	
DateTimeProcessing.dll		D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D	
SafeValuesDataUpdate.dll		B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB	
SimpleVerifyDataStatuses.dll		61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39	
SummaryCheckCRC.dll		EFCC55E91291DA6F80597932364430D5	
ValuesDataProcessing.dll		013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645	

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 — Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ТП 6 кВ №110, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ	ТТ-А 250/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 60939-15	-	CE303 S31 543 JGVZ GS01 Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 33446-08	УСВ-3, рег. № 64242-16/ Сервер ИВК
2	ВЛ 6 кВ ф.655, ВЛЗ 6 кВ в сторону КТПН 6 кВ, оп. №1, ПКУ- 6 кВ	ТОЛ-НТЗ 50/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 69606-17	НОЛ-НТЗ 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 69605-17	CE308 S31.503.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
3	ТП-22/404 10 кВ, РУ 0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т	ТОП-0,66 150/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 57218-14	-	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS Кл. т. 0,5S/0,5 Рег. № 59520-14	
4	ПС 110 Михайловск, ЗРУ- 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-247	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10500/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	CE304 S32 602-JAAQ2HY Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31424-07	
5	ПС 110 Михайловск, ЗРУ- 10 кВ, КЛ 10 кВ Ф-258	ТЛО-10 200/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 10500/√3/100/√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 68841-17	CE304 S32 602-JAAQ2HY Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 31424-07	

Продолжение таблицы 2

Примечания:			
1. Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.			
2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.			
3. Допускается замена УСВ на аналогичное, утвержденного типа.			
4. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).			
5. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.			

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 3	Активная	1,0	4,1
	Реактивная	1,9	5,5
2	Активная	1,2	4,2
	Реактивная	2,3	5,6
4, 5	Активная	1,2	3,4
	Реактивная	2,4	5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5
Примечания:			
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.			
3. Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,87$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ для ИК №№ 1-3 и от $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ для ИК №№ 4, 5.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	5
<p>Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 98 до 102 от 100 до 120 0,87 от 49,6 до 50,4 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ, ТН, °С температура окружающей среды для счетчиков, °С: для ИК №№ 1-3 для ИК №№ 4, 5 температура окружающей среды для сервера ИВК, °С атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более</p>	<p>от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд} до 0,87_{емк} от 49,6 до 50,4 от -25 до +40 от -40 до +40 от 0 до +40 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: СЕ303 (рег. № 33446-08): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЕ308 (рег. № 59520-14): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЕ304 (рег. № 31424-07): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Сервер ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более</p>	<p>220000 2 220000 2 160000 2 45000 24 0,99 1</p>
<p>Глубина хранения информации: Счетчики: СЕ303 (рег. № 33446-08): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЕ308 (рег. № 59520-14): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее СЕ304 (рег. № 31424-07): - 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее</p>	<p>60 90 45 3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера ИВК.
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервер ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Счетчик активной и реактивной электрической энергии трехфазный	CE303 S31 543 JGVZ GS01	1
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	CE308 S31.503.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS	1
	CE308 S31.543.OAG.SYUVJLFZ GS01 SPDS	1
Счетчик активной и реактивной электрической энергии трехфазный	CE304 S32 602-JAAQ2HY	2
Трансформатор тока	ТТ-А	3
	ТОЛ-НТЗ	2
	ТОП-0,66	3
Трансформатор напряжения	ТЛО-10	6
	НОЛ-НТЗ	2
	ЗНОЛП-ЭК	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	-	1
Документация		
Паспорт-формуляр	17254302.384106.098.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе "Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ГУП СК «Ставэлектросеть». МВИ 26.51/261/23, аттестованном ООО «Энерготестконтроль», аттестат аккредитации № RA.RU.312560 от 03.08.2018.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Государственное унитарное предприятие Ставропольского края «Ставэлектросеть»
(ГУП СК «Ставэлектросеть»)

ИНН 2635244268

Юридический адрес: 355037, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Шпаковская, д. 76/6

Телефон: +7 (8652) 74-88-01

Web-сайт: <https://stavels.ru>

E-mail: delo@stavels.ru

Изготовитель

Государственное унитарное предприятие Ставропольского края «Ставэлектросеть»
(ГУП СК «Ставэлектросеть»)

ИНН 2635244268

Адрес: 355037, Ставропольский край, г. Ставрополь, ул. Шпаковская, д. 76/6

Телефон: +7 (8652) 74-88-01

Web-сайт: <https://stavels.ru>

E-mail: delo@stavels.ru

Испытательный центр

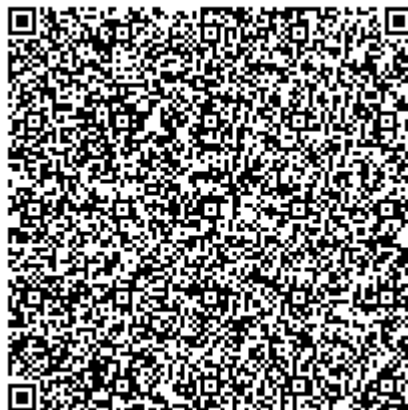
Общество с ограниченной ответственностью «Энерготестконтроль»
(ООО «Энерготестконтроль»)

Адрес: 117449, г. Москва, ул. Карьер, д. 2, стр. 9, помещ. 1

Телефон: +7 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312560.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90461-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS УССВ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU). УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин. В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии. СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографическим способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ. Заводские номера измерительных компонентов АИИС КУЭ в виде цифро-буквенных обозначений, состоящих из арабских цифр и букв латинского алфавита наносятся согласно описаний типа измерительных компонентов.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 004. Заводской номер указывается в паспорт-формуляре на АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Братская ГЭС, 1Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 ИВК УССВ-2 Рег.№ 54074-13 ИВКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13
2	Братская ГЭС 2Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Братская ГЭС 3Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Братская ГЭС 4Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Братская ГЭС 5Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
6	Братская ГЭС 6Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
7	Братская ГЭС 7Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
8	Братская ГЭС 8Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09
9	Братская ГЭС 9Г 15,75 кВ	ТШЛ20Б КТ 0,2 КТТ = 10000/5 Пер. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	ИВК УССВ-2 Пер.№ 54074-13
10	Братская ГЭС 10Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	ИВКЭ УССВ-2 Пер.№ 54074-13
11	Братская ГЭС 11Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
12	Братская ГЭС 12Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
13	Братская ГЭС 13Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Пер. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Пер. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Братская ГЭС 14Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
15	Братская ГЭС 15Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
16	Братская ГЭС 16Г 15,75 кВ	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
17	Братская ГЭС 17Г 15,75 кВ	ТШЛ20Б КТ 0,2 КТТ = 10000/5 Рег. № 4016-74	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09
18	Братская ГЭС 18Г	ТШЛ 20 Кл. т. 0,5 КТТ = 10000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 Кл. т. 0,5 КТН = 15000/√3/100/√3 Рег. № 1593-62	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВК УССВ-2 Рег. № 54074-13
19	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Тулун № 1 (ВЛ-561)	ТФНКД-500-П КТ 0,5 КТТ = 2000/1 Рег. № 3639-73	ТН-1 SVS-550 КТ 0,2 КТН = 500000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
20	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Тулун № 2 (ВЛ-562)	ТФНКД-500-П КТ 0,5 КТТ = 2000/1 Рег. № 3639-73	ТН-2 SVS-550 КТ 0,2 КТН = 500000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
21	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Братский ПП № 1 (ВЛ-569)	ТГФ-500 УХЛ1 КТ 0,2S КТТ = 2000/1 Рег. № 66618- 17	ТН-2 SVS-550 КТ 0,2 КТН = 500000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
22	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС - Братский ПП № 2 (ВЛ-570)	ТГФ-500 УХЛ1 КТ 0,2S КТТ = 2000/1 Рег. № 66618- 17		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6		
23	Братская ГЭС, ОРУ-500 кВ, ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС - Братская ГЭС (ВЛ-571)	ТФНКД-500-П КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 3639-73		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
24	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братский ПП - Опорная № 2 с отпайками (ВЛ-233)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
25	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Падунская I цепь (ВЛ-235)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11			
26	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Падунская II цепь (ВЛ-236)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		1-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09
27	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Седановский ПП II цепь (ВЛ-243)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		1-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВК УССВ-2 Рег.№ 54074-13
28	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ- 250)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78				АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	ИВКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13
29	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 I цепь (БрА3-1)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 61432- 15				АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
30	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 II цепь (БрА3-2)	ТОГФ-220 КТ 0,2S К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 61432- 15				АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
31	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 III цепь (БрА3-3)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78				АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 IV цепь (БрА3-4)	ТОГФ-220 КТ 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 61432- 15	1-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 K _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05 1-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 K _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 ИВК УССВ-2 Рег.№ 54074-13 ИВКЭ УССВ-2 Рег.№ 54074-13
33	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 V цепь с отпайкой на ПС БЛПК (БрА3-5)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
34	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 10В	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
35	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Заводская (ВЛ-238)	ТОГФ-220 КТ 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 61432- 15		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
36	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БЛПК (ВЛ-239)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78	2-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 K _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
37	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - Седановский ПП I цепь (ВЛ-242)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78	2-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 K _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
38	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 VI цепь (БрА3-6)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
39	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 VII цепь (БрА3-7)	ТОГФ-220 КТ 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 61432- 15	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		
40	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрА3 VIII цепь (БрА3-8)	ТОГФ-220 КТ 0,2S K _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 46527- 11	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ IX цепь с отпайкой на ПС Пурсей (БрАЗ-9)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78	2-ТН-1 SVS-245 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05 2-ТН-2 SVS-245 КТ 0,2 К _{ТН} = 220000/√3/100/√3 Рег. № 28655-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 ИВК УССВ-2 Рег. № 54074-13 ИВКЭ УССВ-2 Рег. № 54074-13
42	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ X цепь (БрАЗ-10)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
43	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ XI цепь (БрАЗ-11)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
44	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Братская ГЭС - БрАЗ XII цепь с отпайкой на ПС Пурсей (БрАЗ-12)	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
45	Братская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2ОВ	ТФЗМ 220Б-IV У1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 2000/1 Рег. № 6540-78		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4
1-8, 10-16, 18	Активная Реактивная	1,0 2,3	2,9 4,6
9, 17	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,5 2,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
19, 20, 23-28, 31, 33, 34, 36-38, 41-45	Активная Реактивная	0,8 2,4	2,8 4,5
21, 22, 29, 30, 32, 35, 39, 40	Активная Реактивная	0,5 1,2	1,4 2,3

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-45 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	45
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 240000 2 70000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>300</p> <p>10</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20	48 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ20Б	6 шт.
Трансформатор тока	ТГФ-500	6 шт.
Трансформатор тока	ТФНКД-500-П	9 шт.
Трансформатор тока	ТОГФ-220	15 шт.
Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-IV У1	48 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	51 шт.
Трансформатор напряжения	SVS-550	6 шт.
Трансформатор напряжения	SVS-245	12 шт.
Счетчик электрической энергии	АЛЬФА А1800	45 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	2 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.004.22ПФ.	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Братская ГЭС, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
ИНН 3811053048
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26 «А»
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90462-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях (ИИК, ИВКЭ и ИВК), которая выполняет задачу синхронизации времени со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ). Сравнение шкалы времени сервера БД со шкалой времени УССВ ИВК осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более сервер БД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени УССВ ИВКЭ осуществляется во время сеанса связи с УССВ. При наличии расхождения ± 1 с и более УСПД производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ. В случае неисправности УССВ ИВКЭ имеется возможность коррекции внутренних часов УСПД от уровня ИВК при расхождении времени более чем на ± 1 сек., сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже одного раза в сутки. Сличение часов счетчиков с часами УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 сек.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 сек.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 005. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-1 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13
2	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-2 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
3	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-3 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
4	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-4 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. № 31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
5	Иркутская ТЭЦ-6, ТГ-5 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 8000/5	ЗНОМ-15-63 Рег. № 1593-70 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.1а, КЛ 6 кВ ф.1РП-20	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 1000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13
7	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.1б, КЛ 6 кВ ф.1РП-17	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
8	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.1в, КЛ 6 кВ ф.Водозабор А	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
9	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.2а, КЛ 6 кВ ф.1РП-33	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
10	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.2б, КЛ 6 кВ ф.СД-4	ТПЛ-10-М Рег. №Рег. №22192-07 Кл. т.0,2S Ктт = 200/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
11	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.8а, КЛ 6 кВ ф.1РП-18	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
12	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.8б, КЛ 6 кВ ф.2РП-23	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
13	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.8в, КЛ 6 кВ ф.ТП-5 Т-2	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.196, КЛ 6 кВ ф.ТП-5 Т-3	ТПЛ-СЭЩ-10 Рег. № 38202-08 Кл. т. 0,2S Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ГР № 54074-13
15	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.28, ф.ШП-2 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 6000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
16	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.35а, КЛ 6 кВ ф.2РП-20	ТЛМ-10 Рег. № 2473-69 Кл. т. 0,5 Ктт = 1000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
17	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.356, КЛ 6 кВ ф.ТП-44 Т-2	ТОЛ-10-1 Рег. № 15128-03 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
18	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.37а, КЛ 6 кВ ф.СД-3	ТОЛ-10-1 Рег. №15128-07 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
19	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.24, ф.ШП-1 6 кВ	ТШВ-15 Рег. № 1836-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 6000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
20	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.30а, КЛ 6 кВ ф.2РП-17	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
21	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.32а, КЛ 6 кВ ф.1РП-3	ТЛМ-10 Рег. № 48923-12 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
22	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.38а, КЛ 6 кВ ф.1РП-23	ТПЛ-СЭЩ-10 Рег. № 38202-08 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5 ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.38б, КЛ 6 кВ ф.2РП-18	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09 УССВ-2 ГР № 54074- 13
24	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.38в, КЛ 6 кВ ф.Водозабор Б	ТПОЛ10 Рег. № 1261-59 Кл. т. 0,5 Ктт = 800/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
25	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.54, ф.ШП-3 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. № 1837-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5	НТМИ-6-66 Рег. №2611-70 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
26	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.59б, КЛ 6 кВ ф.2РП-12	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 1500/5 ТВЛМ-10 Рег. №1856-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 1500/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
27	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.61б, КЛ 6 кВ ф.ТП-94/96 Т-2	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
28	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.65а, КЛ 6 кВ ф.1РП-31	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
29	Иркутская ТЭЦ- 6, ГРУ-6 кВ, яч.64б, КЛ 6 кВ ф.ТП-54 Т-2	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01323806	
30	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.58, ф.ШП-4 6 кВ	ТШЛ 20 Рег. №1837-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5	НТМИ-6 Рег. № 831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,2S/0,5	
31	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.64а, КЛ 6 кВ ф.ТП-94 Т-1	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
32	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.64б, КЛ 6 кВ ф.ТП-54 Т-1	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 150/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09 УССВ-2 ГР № 54074- 13
33	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.66б, КЛ 6 кВ ф.1РП-12	ТВЛМ-10 Рег. № 45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
34	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.70а, КЛ 6 кВ ф.ТП-44 Т-1	ТОЛ-10 Рег. № 6009-77 Кл. т. 0,5 Ктт = 150/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
35	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.66а, КЛ 6 кВ ф.1РП-10	ТВЛМ-10 Рег. №1856-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 1000/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
36	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.72а, КЛ 6 кВ ф.2РП-33	ТВЛМ-10 Рег. № 45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
37	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.72б, КЛ 6 кВ ф.2РП-31	ТВЛМ-10 Рег. №45040-10 Кл. т. 0,5S Ктт = 600/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
38	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, яч.74а, КЛ 6 кВ ф.2РП-3	ТЛМ-10 Рег. №48923-12 Кл. т. 0,5S Ктт = 1500/5	НАМИ-10-95 УХЛ2 Рег. №20186-05 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
39	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТШЛ 20 Рег. №1837-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
40	Иркутская ТЭЦ-6, ГРУ-6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТШВ-15 Рег. №1836-63 Кл. т. 0,5 Ктт = 8000/5 Зав. № 2974 (фаза А) Зав. № 2912 (фаза С)	НТМИ-6 Рег. №831-53 Кл. т. 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Зав. № 1422	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	ГПП-2 6 кВ РУ-6 кВ 1 С.Ш. 6 кВ яч.1 ввод №1 СНОВ	ТПЛ-10-М Рег. №22192-07 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Рег. №16687-07 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Зав. № 0420	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 01323815	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ГР № 54074-13
42	ГПП-2 6 кВ РУ-6 кВ 4 С.Ш. 6 кВ яч.21 ввод №2 СНОВ	ТПЛ-10-М Рег. №22192-07 Кл. т. 0,5S Ктт = 200/5	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Рег. №16687-07 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3	Альфа А1800 Рег. №31857-11 Кл. т. 0,5S/1,0	
<p>Примечания:</p> <p>1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик.</p> <p>2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.</p> <p>3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.</p>					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4
1-4, 25, 30	Активная Реактивная	1,0 2,9	2,3 4,6
5	Активная Реактивная	0,8 1,5	1,7 2,4
6-9, 11-13, 15, 16, 19, 20, 22-24, 26, 34, 35, 39, 40	Активная Реактивная	1,1 3,2	2,7 5,4
10, 14	Активная Реактивная	0,9 2,08	1,95 3,8
17, 18, 21, 27-29, 31- 33, 36-38, 41, 42	Активная Реактивная	1,1 3,2	2,7 5,4
<p>Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.</p> <p>Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от I_{ном} cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-42 от 0 до плюс 30 °С.</p>			

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	42
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327 - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 100000 2 70000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	300 10 45 10 3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД;
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6 в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШВ-15	12 шт.
Трансформатор тока	ТШЛ 20	14 шт.

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ 20	3 шт.
Трансформатор тока	ТПОЛ10	21 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	4 шт.
Трансформатор тока	ТЛМ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	3 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	16 шт.
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	1 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ-10	2 шт.
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	4 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	12 шт.
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	1 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	12 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-2	2 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10-2	2 шт.
Счетчик электрической энергии	А 1800	7 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный	А 1800	35 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	2 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.001.22.ПФ	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «Байкальская энергетическая компания» ТЭЦ-6, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

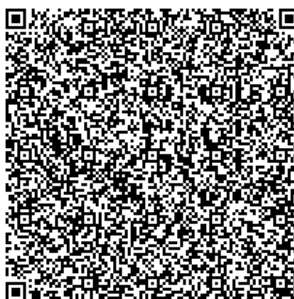
Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
ИНН 3811053048
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26А
Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90463-23

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Иркутская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Иркутская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS УССВ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU). УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин. В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии. СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ наносится типографическим способом в паспорт-формуляре АИИС КУЭ. Заводские номера измерительных компонентов АИИС КУЭ в виде цифро-буквенных обозначений, состоящих из арабских цифр и букв латинского алфавита наносятся согласно описаний типа измерительных компонентов.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 008. Заводской номер указывается в паспорт-формуляре на АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД, УССВ, Сервер
1	2	3	4	5	6
1	Иркутская ГЭС, 1Г 13,8 кВ	КОКС 24D11 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 34191-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13
2	Иркутская ГЭС, 2Г 13,8 кВ	КОКС 24 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Иркутская ГЭС, 3Г 13,8 кВ	КОКС 24 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Иркутская ГЭС, 4Г 13,8 кВ	КОКС 24 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	Иркутская ГЭС, 5Г 13,8 кВ	КОКС 24D11 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 30223-05	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
6	Иркутская ГЭС, 6Г 13,8 кВ	КОКС 24D11 Кл. т. 0,2 K _{ТТ} = 5000/5 Рег. № 30223-05	GSES24D Кл. т. 0,5 K _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Рег. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	Иркутская ГЭС, 7Г 13,8 кВ	KOKS 24 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 5000/5 Пер. № 36417-07	GSES24D Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Пер. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
8	Иркутская ГЭС, 8Г 13,8 кВ	KOKS 24 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 5000/5 ГР № 36417-07 ТЛШ-10 Кл. т. 0,2 К _{ТТ} = 5000/5 Пер. № 11077-03	GSES24D Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 13800/√3/100/√3 Пер. № 85233-22	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
9	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1В-2АТ	SB 0,8 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 Пер. № 20951-06	НКФ-220-58 У1 КТ 0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 14626-00	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
10	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 1В-3АТ	SB 0,8 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 Пер. № 20951-01		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	RTU-327 Пер. № 41907-09
11	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2В-2АТ	SB 0,8 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 Пер. № 20951-06	НКФ-220-58 У1 КТ 0,5 К _{ТН} =220000/√3/100/√3 Пер. № 14626-00	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	УССВ-2 Пер. № 54074-13
12	Иркутская ГЭС, ОРУ-220 кВ, 2В-3АТ	SB 0,8 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/1 Пер. № 20951-01		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
13	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Кировская с отпайками	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Пер. № 28930-05	ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 14205-05	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	
14	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Мельниково с отпайками	VIS W1 КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Пер. № 37750-08	ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 26452-04	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Пер. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово I цепь с отпайками (Шелехово А)	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 37750-08	<p>ТН-1: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К_{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 К_{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 ТН-2: НКФ-110 II У1 КТ 0,5 К_{ТН} =110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04</p>	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	<p>RTU-327 Рег. № 41907-09 УССВ-2 Рег. № 54074-13</p>
16	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово II цепь с отпайками (Шелехово Б)	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
17	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово III цепь с отпайками (Шелехово В)	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
18	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Шелехово IV цепь с отпайкой на ПС Гончарово (Шелехово Г)	ВСТ КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 28930-05		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
19	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Южная I цепь (Южная А)	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
20	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Иркутская ГЭС - Южная II цепь (Южная Б)	VIS WI КТ 0,2S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 37750-08		АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	Иркутская ГЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ-110 кВ	VIS WI КТ 0,2S K _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 37750-08	ТН-1: НКФ-110 П У1 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04 НКФ-110-57 У1 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 14205-05 ТН-2: НКФ-110 П У1 КТ 0,5 K _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-04	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S (А)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
22	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 1С, яч.2, ЛЭП-6 кВ фидер-1 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (1 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S K _{ТТ} = 300/5 Рег. № 45424-10	ТJP 4 КТ 0,5 K _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-08	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	
23	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 2С, яч.8, ЛЭП-6 кВ фидер-2 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (1 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S K _{ТТ} = 300/5 Рег. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 K _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-08	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	
24	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 3С, яч.1, ЛЭП-6 кВ фидер-3 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (2 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S K _{ТТ} = 300/5 Рег. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 K _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-98	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	RTU-327 Рег. № 41907-09
25	Иркутская ГЭС, КРУ-6 кВ 4С, яч.8, ЛЭП-6 кВ фидер-4 Иркутская ГЭС - Водозаборная станция (2 очередь)	ТРУ4 КТ 0,5S K _{ТТ} = 200/5 Рег. № 17085-98	ТJP 4 КТ 0,5 K _{ТН} = 6300/√3/100/√3 Рег. № 17083-98	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S (А)/1 (R) Рег. № 31857-06	УССВ-2 Рег.№ 54074-13

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$) %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4
1-8	Активная	0,8	1,6
	Реактивная	1,7	2,4
9-13, 16-18	Активная	1,0	2,9
	Реактивная	2,3	4,6
14, 15, 19-21	Активная	0,8	1,5
	Реактивная	1,7	2,4
22-25	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,4

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-25 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от 49,8 до 50,2 от -60 до +45 от +18 до +22 от +18 до +22
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327	120000 2 100000

Продолжение таблицы 4

1	2
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Электросчетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	300
- при отключении питания, лет, не менее	10
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- электросчётчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Иркутская ГЭС в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	KOKS 24D11	3
Трансформатор тока	KOKS 24	14
Трансформатор тока	KOKS 24D11	6
Трансформатор тока	ТШЛ-10	1
Трансформатор тока	SB 0,8	6
Трансформатор тока	SB 0,8	6
Трансформатор тока	ВСТ	12
Трансформатор тока	VIS WI	15
Трансформатор тока	TPU 4	3
Трансформатор тока	TPU 4	9
Трансформатор напряжения	GSES 24D	24
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ-110 II У1	5
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57 У1	1
Трансформатор напряжения	ТJP 4	6
Трансформатор напряжения	ТJP 4	6
Счетчик электрической энергии	A1800	21
Счетчик электрической энергии	A1800	4
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1 шт.
Устройство синхронизации системного	УССВ-2	2 шт.
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1 шт.
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.008.22.ПФ.	1 шт.

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация» Иркутская ГЭС, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

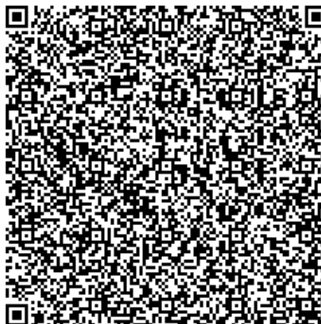
Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26А

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.



УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» ноября 2023 г. № 2356

Регистрационный № 90464-23

Лист № 1
Всего листов 15

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ в части сальдо-перетоков электроэнергии

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ в части сальдо-перетоков электроэнергии (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии (мощности), сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счётчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) серии RTU-327 и каналообразующую аппаратуру;

третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) с программным обеспечением «АльфаЦЕНТР» AC_SE-5000, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройств синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИВКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с корпоративной информационно-вычислительной сетью (КИВС) ООО «Байкальская энергетическая компания», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем).

На верхнем уровне системы (ИВК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с учетом полученных данных по точкам измерений, входящим в настоящую систему и в АИИС КУЭ смежных субъектов, с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS УССВ. В состав ИВК входит УССВ ИВК, принимающее сигналы точного времени от спутниковых навигационных систем. УССВ ИВК обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора ИВК с национальной шкалой РФ координированного времени UTC (SU). УССВ ИВК выполняет функцию источника точного времени для уровня ИВКЭ. УСПД может быть оснащено собственным резервным устройством синхронизации системного времени, принимающим сигналы точного времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) от спутниковых навигационных систем. Переключение на резервный источник точного времени в УСПД происходит при отсутствии связи с УССВ ИВК. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени УСПД и времени национальной шкалы РФ координированного времени UTC (SU) более чем на ± 1 с., с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин. В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии. СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии с точностью ± 5 с.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 006. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MD5
Наименование программного модуля ПО	ac_metrology.dll

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ

ИК №	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД, УССВ
1	2	3	4	5	6
1	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-1 10 кВ	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 6000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13 УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074-13
2	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-3 10 кВ	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
3	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-4 10 кВ	ТШЛ-20-1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 6000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
4	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-5 10 кВ	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
5	Усть-Илимская ТЭЦ, ТГ-6 15,75 кВ	ТШ20 КТ 0,2 К _{ТТ} = 10000/5 Рег. № 8771-82	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	Усть-Илимская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная I цепь (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-1)	ТВ 110-1 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3189-72	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 1188-84	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
7	Усть-Илимская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная II цепь (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-2)	ТВ 110-1 КТ 0,5 Ктт = 1000/5 Пер. № 3189-72	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 1188-84	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
8	Усть-Илимская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, КЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ- УИЦКК1	ТВ-110-IX УХЛ1 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Пер. № 64181-16	ТВ1145-УХЛ1 КТ 0,2 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 71404-18	СТЭМ-300 255SU КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Пер. № 71771-18	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09
9	Усть-Илимская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная IV цепь (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-4)	ТВ-110-IX-I-3 УХЛ1 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Пер. № 64181-16	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 1188-84	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13 УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074-13
10	Усть-Илимская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ – Таежная III цепь (ВЛ 110 кВ УИТЭЦ – Таежная-3)	ТВ-110-IX –I-3 УХЛ1 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Пер. № 64181-16	НКФ-110-83 У1 КТ 0,5 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 1188-84	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Пер. № 31857-11	
11	Усть-Илимская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, КЛ 110 кВ Усть-Илимская ТЭЦ- УИЦКК2	ТВ-110-IX УХЛ1 КТ 0,2S Ктт = 1000/5 Пер. № 64181-16	ТВ1145-УХЛ1 КТ 0,2 К _{тн} = 110000/√3/100/√3 Пер. № 71404-18	СТЭМ-300 255SU КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Пер. № 71771-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.2, шинопровод ШП-1	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13 УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074-13
13	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.38, шинопровод ШП-2	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
14	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.16, шинопровод ШП-3	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 5719-76	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
15	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.46, шинопровод ШП-4	ТШВ15Б КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 5719-76	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
16	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, ввод 10,5 кВ Т-1	ТШВ-15 КТ 0,5 К _{ТТ} = 6000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 1593-70	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
17	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, ввод 10,5 кВ Т-2	ТШЛ-20-1 Рег. № 21255-08 КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Зав. № 96 (ф. А) Зав. № 338 (ф. В) Зав. № 95 (ф. С)	ЗНОЛ.06-10 УЗ КТ 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
18	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, ввод 10,5 кВ Т-3	ТШВ-15 КТ 0,5 К _{ТТ} = 6000/5 Рег. № 1836-63	ЗНОМ-15-63 ГР № 1593-70 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
19	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, ввод 10,5 кВ Т-4	ТШЛ-20-1 КТ 0,5 К _{ТТ} = 8000/5 Рег. № 21255-08	ЗНОЛ.06-10 УЗ КТ 0,2 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 3344-08	АЛЬФА А1800 КТ 0,2S(A)/0,5 (R) Рег. № 31857-11	
20	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.109, РП-32-1	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 110, КТП-0	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074- 13 УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074- 13
22	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 113, КТП-82	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
23	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 114, НСТ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
24	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 123, ТП-103	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
25	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 124, РП-18	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
26	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 125, РП-17	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
27	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 210, ТП-5	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63 ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 2473-69	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
28	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 213, КТП-82	ТЛК-10-5 УЗ КТ 0,5S К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 9143-06	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
29	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 214, НПК	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
30	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 215, РП-23	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09 УССВ-2 ИВК ГР № 54074- 13 УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074- 13
31	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 223, РП-32-4	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
32	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч.224, ПС 10/35	ТЛК-10-5 УЗ КТ 0,5S К _{ТТ} = 800/5 Рег. № 9143-06	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
33	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 225, КТП-98	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
34	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 309, ООО «Спектр»	ТОЛ-СВЭЛ- 10М-11.1 УХЛ2 КТ 0,5S К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 70106-17	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
35	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 310, КТП-0	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
36	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 313, РП-18	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11	
37	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 314, НСТ	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
38	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 323, РП-17	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51621-12	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		
39	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 324, НПК	ТЛК-10-5 УЗ КТ 0,5S К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 9143-06	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51621-12	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		
40	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 325, ТП-105	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	НАЛИ-СЭЩ-10 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/√3/100/√3 Рег. № 51621-12	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		
41	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 413, ТП-6	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 32139-11	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09
42	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 414, ЦТР Ввод№1	ТОЛ-НТЗ-20 УХЛ2 КТ 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02		УССВ-2 ИВК ГР № 54074- 13
43	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 415, РП-23	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074- 13
44	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 423, КТП-98	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		
45	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 424, РП-32-3	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		
46	Усть-Илимская ТЭЦ, ГРУ-10,5 кВ, яч. 425, РП-32-2	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 300/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-10-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	АЛЬФА А1800 КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 31857-11		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
47	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 1Р 6 кВ, яч. 130	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
48	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 2Р 6 кВ, яч. 226	ТЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 2473-69	ЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
49	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 3Р 6 кВ, яч. 332	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	3хЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
50	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 4Р 6 кВ, яч. 422	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	3хЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
51	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 5Р 6 кВ, яч. 504	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	3хЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	УСПД RTU-327 ГР № 41907- 09
52	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 6Р 6 кВ, яч. 608	ТВЛМ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1856-63	3хЗНОЛП-6У2 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 23544-02	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	УССВ-2 ИБК ГР № 54074- 13
53	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 7Р 6 кВ, яч. 753	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	УССВ-2 ИБКЭ ГР № 54074- 13
54	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 8Р 6 кВ, яч. 808	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
55	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, сек. 9Р 6 кВ, яч. 940	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-02	НОМ-6 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	
56	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, СРП-5 6 кВ, яч. 713	ТОЛ-10 КТ 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{тн} = 6000/100 Рег. № 02611-70	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
57	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, СРП-6 6 кВ, яч. 714	ТОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 7069-02	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 02611-70	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	УСПД RTU-327 ГР № 41907-09
58	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, СРП-3 6 кВ, яч. 635	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	УССВ-2 ИВК ГР № 54074-13
59	Усть-Илимская ТЭЦ, РУСН-6 кВ, СРП-4 6 кВ, яч. 640	ТЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 2473-69	НОМ-6 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	АЛЬФА КТ 0,5S(A)/1,0 (R) Рег. № 14555-02	УССВ-2 ИВКЭ ГР № 54074-13

Примечания:
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные, утвержденных типов, с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец не претендует на улучшение метрологических характеристик.
2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.
3 Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, (±δ) %	Границы погрешности в рабочих условиях, (±δ) %
1	2	3	4
1-4, 16, 18	Активная Реактивная	1,0 2,3	2,9 4,6
5	Активная Реактивная	0,8 1,7	1,5 2,4
6, 7, 12–15, 20–27, 29–31, 33, 35–38, 40, 41, 43–59	Активная Реактивная	1,1 2,5	3,2 5,4
8, 11	Активная Реактивная	0,5 1,2	1,4 2,3
9, 10	Активная Реактивная	1,0 2,7	2,9 5,2
17, 19	Активная Реактивная	0,7 1,3	2,0 2,7
28, 32, 34, 39, 42	Активная Реактивная	1,1 2,5	3,2 5,4

Примечание: В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.
Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.
Погрешность в рабочих условиях указана для силы тока 2(5) % от $I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков для ИК №№ 1-59 от 0 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	59
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 0,8_{смк.}</p> <p>от 49,8 до 50,2</p> <p>от -60 до +45</p> <p>от +18 до +22</p> <p>от +18 до +22</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>для счетчика А1800</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для счетчика АЛЬФА</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>для счетчика СТЭМ-300</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU-327 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>120000</p> <p>2</p> <p>220000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики А1800, АЛЬФА:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Электросчетчики СТЭМ-300:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц 	<p>300</p> <p>10</p> <p>125</p> <p>40</p>

Продолжение таблицы 4

1	2
по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	10
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5
Предел допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в (функция автоматизирована):

- электросчетчиках;
- УСПД;
- ИВК.

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность (функция автоматизирована):

- измерений 30 мин;
- сбора 30 мин.

Знак утверждения типа

Наносится на титульный лист эксплуатационной документации АИИС КУЭ ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ в части сальдо-перетоков электроэнергии типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТШВ15Б	21
Трансформатор тока	ТШЛ-20-1	9
Трансформатор тока	ТШ20	3
Трансформатор тока	ТВ 110-1	6
Трансформатор тока	ТВ-110-IX УХЛ1	12
Трансформатор тока	ТШВ-15	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	49
Трансформатор тока	ТЛМ-10	11
Трансформатор тока	ТЛК-10-5 УЗ	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ-10М-11.1 УХЛ2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-НТЗ-20 УХЛ2	2
Трансформатор тока	ТОЛ-10	15
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	27
Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	12
Трансформатор напряжения	ТВ1145-УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	9
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06-10 УЗ	6
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЦ-10	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-6У2	18
Трансформатор напряжения	НОМ-6	10
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	А1800	41
Счетчик электрической энергии	АЛЬФА	16
Счетчик электрической энергии	СТЭМ-300	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	2
Программное обеспечение	ПО «АльфаЦЕНТР»	1
Паспорт-Формуляр	ИРМТ.411711.006.23.ПФ.	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Сведения о методиках (методах) измерений приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на подстанциях сальдо-перетоков филиала ООО «Байкальская энергетическая компания» Усть-Илимская ТЭЦ, аттестованном ООО «ИРМЕТ», аттестат об аккредитации № RA.RU.314359.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»;

ГОСТ 34.604-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул. Байкальская, д. 239, к. 26 «А»

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ИРМЕТ» (ООО «ИРМЕТ»)

Адрес: 664075, Иркутская обл., г. Иркутск, ул., Байкальская, д. 239, к. 26А

Уникальный номер в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314306.

